

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI
“FEDERICO II”

Scuola di Dottorato in Ingegneria Industriale

Dottorato di Ricerca in
INGEGNERIA DEI SISTEMI MECCANICI
XXIV ciclo



**CRITERI DI OTTIMIZZAZIONE DI SISTEMI
COGENERATIVI: APPROCCIO MULTI-OBIETTIVO**

Tutor:

Ch. mo Prof. Mariano Migliaccio

Co-tutor:

Ch. mo Prof. Alfredo Gimelli

Dottorando:

Massimiliano Muccillo

[...] qualunque modello cosmologico finisca col rivelarsi esatto, la soluzione trovata non potrà darci alcun conforto. Negli esseri umani c'è un'esigenza quasi irresistibile di credere che noi abbiamo un qualche rapporto speciale con l'universo, che la vita umana non sia solo il risultato più o meno curioso di una catena di eventi accidentali risalente fino ai primi tre minuti [...]

Ancor più difficile è rendersi conto che l'universo attuale si è sviluppato da condizioni indicibilmente estranee e che sul suo futuro incombe un'estinzione caratterizzata da un gelo infinito o da un calore intollerabile.

Quanto più l'universo ci appare comprensibile, tanto più ci appare senza scopo. Ma se non c'è conforto nei risultati della nostra ricerca, c'è almeno qualche consolazione nella ricerca stessa. [...] Lo sforzo di capire l'universo è tra le pochissime cose che innalzano la vita umana al di sopra del livello di una farsa, conferendole un po' della dignità di una tragedia.

Steven Weinberg, "premio Nobel" per la fisica nel 1979, "I PRIMI TRE MINUTI", 1977 Arnoldo Mondadori Editore S.p.A., Milano

Indice

Introduzione.....	4
1 Scenario energetico.....	7
2 Cogenerazione: significato, tecnologie, benefici, meccanismi di incentivazione.....	16
3 Metodologia di calcolo.....	25
3.1 Analisi parametrica dei processi cogenerativi basati su motore primo termico.....	26
3.2 Definizione di strategie di gestione ottimizzate.....	38
4 Monitoraggio dell'utenza: Definizione delle curve di carico.....	39
5 Analisi e risultati.....	44
5.1 Configurazione CHP.....	44
5.2 Configurazione CHCP.....	51
5.3 Criteri di ottimizzazione: algoritmi deterministici e algoritmi stocastici.....	59
5.4 Ottimizzazione Multiobiettivo: cenni.....	63
5.5 Ottimizzazione Multiobiettivo: risultati.....	73
6 Micro-cogenerazione per utenze residenziali e commerciali: analisi sperimentali e simulazioni termofluidodinamiche.....	80
6.1 Esperienze sugli impianti di cogenerazione.....	80
6.2 L'impianto di cogenerazione da 15 KW.....	82
6.3 Analisi sperimentale.....	84
6.4 Bilanci di energia: simulazione termo-fluidodinamica monodimensionale.....	84
6.5 Le utenze.....	89
6.6 Calcolo del risparmio energetico.....	91
6.7 Simulazione termo-fluidodinamica del sistema di recupero termico.....	93
Conclusioni.....	98
Riferimenti bibliografici.....	99

INTRODUZIONE

La pratica cogenerativa è comunemente riconosciuta come una delle soluzioni più efficaci per far fronte alla necessità, sempre più stringente, di conseguire una riduzione dei consumi di energia primaria e delle emissioni di sostanze clima-alteranti. Tale peculiarità, unita ai vantaggi derivanti dal vasto campo di applicazione costituito dagli impianti motori termici dalla tecnologia consolidata, ha indotto all'emanazione di apposite direttive finalizzate alla promozione di questa tecnica. Inoltre, studi condotti a seguito di gravi black-out elettrici [1] hanno evidenziato come l'impatto socio-economico di questi eventi sia stato marginale nelle aree in cui più diffusi erano gli impianti di cogenerazione, riconoscendo, così, alla generazione distribuita persino un ruolo strategico.

La necessità di adottare specifiche misure finalizzate al risparmio energetico, d'altronde, è scaturita dalle grandi criticità connesse all'approvvigionamento energetico nelle moderne società dei Paesi sviluppati. Il crescente livello di benessere e lo sfruttamento indiscriminato delle risorse del Pianeta, infatti, configurano un equilibrio precario fra offerta e domanda di energia. Tale fragilità, spesso sottovalutata, traspare di fronte a sconvolgimenti geopolitici quali quelli che hanno interessato i Paesi dell'Africa mediterranea e del Golfo Persico nei primi mesi del 2011. Alle crescenti difficoltà riconducibili alla ricerca del suddetto equilibrio si accompagnano, con effetti a livello globale, le ricadute ambientali connaturate all'utilizzo delle fonti energetiche tradizionali. Per comprendere l'entità del problema si consideri che l'espletamento delle attività umane nel mondo ha richiesto, nel solo 2009, un consumo di energia primaria (Total Primary Energy Supply) di circa 130000TWh [3], cui corrisponde un impiego annuale medio di potenza di 15 TW.

Analizzando le singole fonti, poi, si scopre che il petrolio contribuisce al TPES per un terzo, il carbone per il 27% e il gas naturale per un quinto; il restante 20% circa è ottenuto da un mix di fonti di diversa natura, rinnovabili e non, in cui un ruolo significativo è svolto dall'energia nucleare ed idroelettrica, mentre un ruolo più marginale spetta all'energia geotermica, solare ed eolica (Fig. 1).

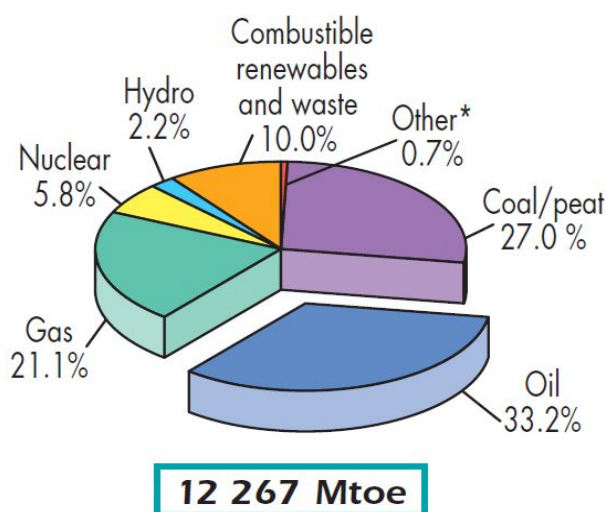


Fig. 1 – Contributo al TPES delle diverse fonti energetiche al 2008 (142665TWh). *Include geotermico, solare, eolico, etc. [2].

Il costante equilibrio della bilancia energetica globale presenta elementi di forte criticità sia se si fa riferimento alla domanda che all'approvvigionamento delle fonti primarie di energia. Per quanto concerne il settore dell'estrazione, ad esempio, è sufficiente considerare che i giacimenti petroliferi americani hanno raggiunto il picco di produzione già negli

anni '70, mentre si ritiene che il massimo sfruttamento delle restanti riserve mondiali sia stato recentemente raggiunto [4]. Ai ritmi di estrazione attuali, quindi, in pochi decenni l'uomo potrebbe aver esaurito una fonte energetica, stimata in 212×10^3 milioni di tonnellate, che ha iniziato a formarsi circa trecento milioni di anni fa [5]. Una conseguenza del raggiungimento del cosiddetto "picco di Hubbert" risiede nell'inevitabile aumento del costo di estrazione a causa dello sfruttamento di giacimenti sempre più profondi e della sofisticazione dei mezzi di ricerca di nuovi siti, con sforzi economici e tecnologici tali, probabilmente, da rendere questa attività antieconomica nei prossimi decenni. Un secolo fa, ad esempio, bastava l'equivalente energetico di un barile di greggio per estrarne cento mentre oggi, in Arabia Saudita, con la stessa quantità di energia non si riesce ad estrarne più di 20 o addirittura 5 se si fa riferimento allo sfruttamento delle sabbie bituminose del Canada.

Ad aggravare ulteriormente tale scenario contribuisce il continuo incremento della domanda di energia in conseguenza sia della crescita demografica che dell'estrema difformità nell'accesso alle risorse del Pianeta. Si consideri, a tal proposito, che il consumo energetico pro-capite americano equivale ad un assorbimento medio annuale di potenza di 11000W contro i 5500W, i 1800W e gli 800W rispettivamente della popolazione europea, asiatica ed africana. È evidente, quindi, come il conseguimento di un sistema energetico stabile, ecosostenibile e capace di garantire una più equa distribuzione delle risorse non possa prescindere da un uso più efficiente dell'energia e da un ricorso crescente alle fonti di energia rinnovabile.

Alcuni studi indicano come un obiettivo raggiungibile la riduzione del 20% dei consumi di energia semplicemente correggendo alcune abitudini ed utilizzando nuove tecnologie. Le conseguenze climatiche ed ambientali dell'uso dei combustibili fossili, inoltre, possono essere superate solamente attraverso un immediato e crescente impulso all'uso delle fonti rinnovabili, fino a coprire una porzione significativa dell'offerta energetica al 2035. D'altronde, gli studi condotti nell'ambito del Global Climate Energy Project dell'Università di Stanford mostrano chiaramente l'enorme potenziale energetico disponibile in natura ed attualmente inutilizzato (Fig. 2). Si stima, ad esempio, che se si potessero sfruttare integralmente l'energia geotermica e del vento si potrebbe soddisfare numerose volte il fabbisogno globale. Mentre l'idroelettrico ed il nucleare presentano margini di crescita più teorici che sostanziali, molto significativi sono i dati riguardanti l'energia solare incidente. La sola radiazione intercettata al suolo potrebbe coprire centinaia di volte la domanda energetica mondiale a fronte di un contributo che, su scala globale, oggi non raggiunge lo 0.1% [6]. I margini di crescita, quindi, anche se teorici, sono enormi e tali da giustificare una conversione estensiva degli apparati di produzione attuali verso un'economia basata sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili (Green Economy).

Nello scenario descritto, ed in particolare con riferimento al 20% di risparmio energetico teorico conseguibile nell'immediato futuro, un contributo fondamentale potrebbe derivare dall'applicazione diffusa della tecnica cogenerativa [7]. Lo sviluppo di un modello di generazione elettrica distribuita, che costituisce il logico approdo di una applicazione matura e su larga scala dei processi di cogenerazione, potrebbe avere risvolti tali da far rivedere al rialzo il margine percentuale di riduzione del fabbisogno energetico mondiale. Proprio il riconoscimento dell'interesse strategico della produzione combinata di energia termica ed elettrica, nonché della necessità di un ripensamento del sistema di approvvigionamento energetico, ha spinto il Dipartimento di Meccanica ed Energetica (DiME) dell'Università di Napoli Federico II a concentrare i propri sforzi sullo studio e sulla prototipazione di microcogeneratori basati su motori alternativi a combustione interna. Iniziato nei primi anni '90 lo studio, condotto nell'arco di un decennio, si era proposto di affrontare e risolvere il problema energeticamente più sensibile di un impianto di cogenerazione, quello di approntare e successivamente affinare un efficace sistema di drenaggio dell'energia termica altrimenti dissipata [8]-[18].

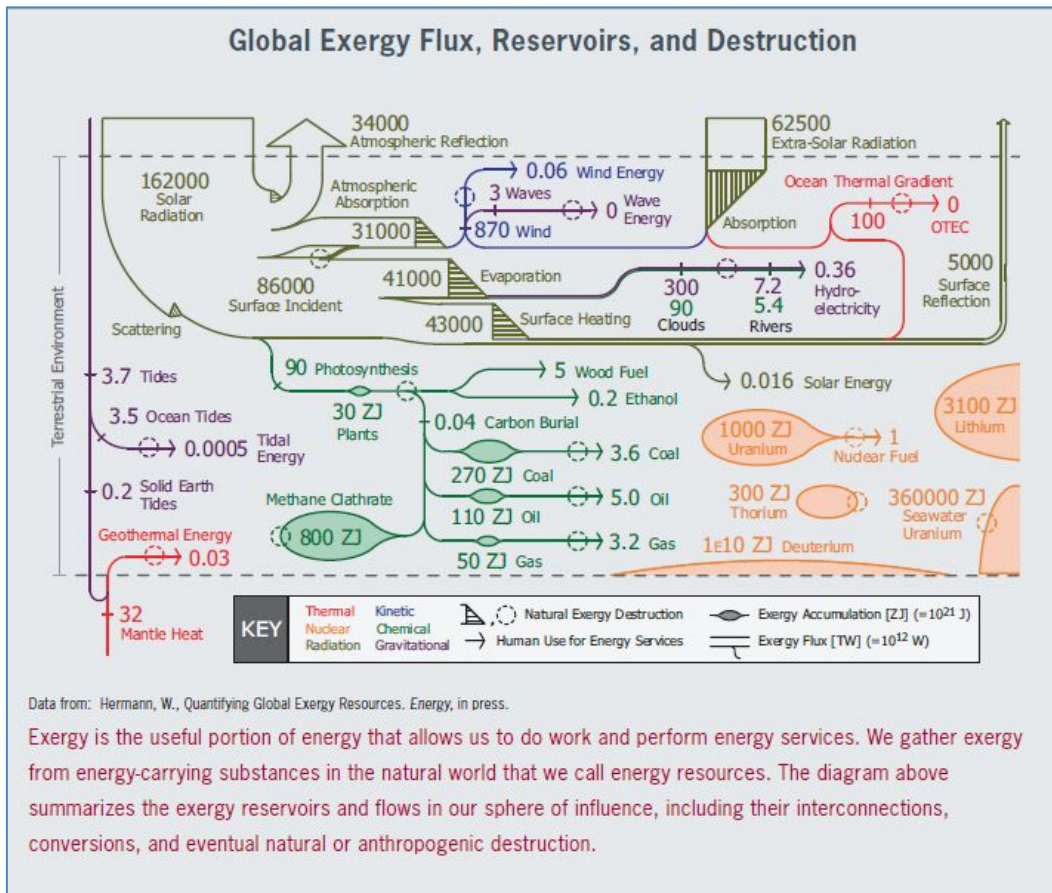


Fig. 2 - Risorse e flussi exergetici globali.

I diversi prototipi allestiti nel corso degli anni hanno consentito, accanto ad una comprensione sempre più profonda delle problematiche sottese alla realizzazione di un cogeneratore di piccola taglia, di maturare un significativo know-how in materia di sistemi efficienti di recupero termico. I successivi miglioramenti condussero, in ultimo, alla realizzazione di un impianto con motore alternativo ad accensione comandata alimentato a GPL caratterizzato da una potenza elettrica di circa 6 kW, con il sistema moto-generatore parzialmente immerso in un fluido termovettore e racchiuso in un contenitore stagno. Il particolare impianto preposto al drenaggio dell'energia termica comprendeva un sistema di nebulizzazione, dedicato all'aspersione delle superfici calde delle due macchine, e due scambiatori utilizzati per il trasferimento della potenza termica recuperata al fluido termovettore dell'utenza a due livelli di temperatura. Prove sperimentali dimostrarono la possibilità di ottenere rendimenti di primo principio (CUC) addirittura superiori all'unità come conseguenza del recupero del calore di condensazione contenuto nell'acqua presente nei gas di scarico del motore a c.i. Il lavoro, però, mise in evidenza la necessità di uno studio approfondito circa la possibilità di un'effettiva utilizzazione dei reflui termici attraverso l'analisi dell'interazione cogeneratore-utenza. Con il ricorso a motori primi termici di piccola taglia, infatti, persino nell'ipotesi teorica di assenza di integrazioni ed eccedenze elettriche, il vantaggio energetico della produzione combinata, riferito al solo cogeneratore ed espresso come segue:

$$REP = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_{eRIF}} + \frac{\eta_t}{\eta_c}} \quad (1)$$

non è sempre scontato senza un adeguato sfruttamento della potenza termica recuperata (Fig. 3).

Proprio al fine di stimare i potenziali vantaggi della tecnica cogenerativa nelle applicazioni reali si è affrontato il problema dell'analisi di detta interazione attraverso un approccio sostanzialmente termo-economico. Nel lavoro di tesi, in particolare, si riferisce dello sviluppo di una specifica metodologia di calcolo, utilizzata per condurre una serie di analisi quantitative con riferimento alle curve di carico di un'utenza ospedaliera di riferimento. I risultati dell'analisi hanno evidenziato come i vantaggi energetici ed economici derivanti dall'installazione di un impianto di cogenerazione dipendono dalle caratteristiche del cogeneratore e dell'utenza, dalla soluzione impiantistica, dalla logica di gestione e dalle variabili economiche. Per tali motivi, i potenziali vantaggi che hanno destato le attenzioni della comunità scientifica non sono sempre scontati. Il successo energetico e/o economico della soluzione cogenerativa, dunque, non può prescindere da un corretto dimensionamento dell'impianto motore termico, nonché dell'eventuale impianto frigorifero ad assorbimento (assetto "trigenerativo" o CHCP). Altrettanto fondamentale è l'implementazione della logica di controllo dell'impianto al fine di gestirne in maniera vantaggiosa l'esercizio, controllando opportunamente le fasi di accensione/spegnimento. Prima di presentarne i risultati ed al fine di comprendere meglio l'interesse verso la tecnica cogenerativa saranno approfonditi i temi fondamentali relativi all'attuale scenario energetico, con cenni ai diversi scenari futuri.

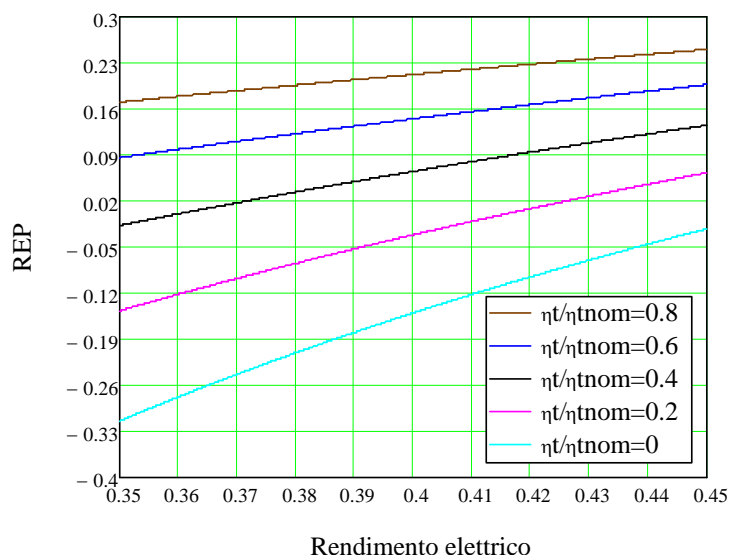


Fig. 3 - Andamento del REP al variare del rendimento elettrico del cogeneratore per $\eta_{eRIF} = 0.46$, $\eta_c = 0.9$,

$$\eta_{nom} = 1 - 0.15 - \eta_e \text{ e per diversi valori del "rendimento" termico effettivo.}$$

1 Scenario energetico

La crisi economica del 2008, i cui effetti hanno avuto una ricaduta, seppur con diversa incidenza, a livello mondiale, ha introdotto elementi di forte incertezza nel mercato dell'energia, le cui dinamiche sembravano legate a meccanismi ormai consolidati. Recenti importanti eventi di natura socio-politica e geologica hanno poi contribuito a far emergere tutte le fragilità di un sistema ritenuto solido e sicuro. Ciò ha suscitato le reazioni preoccupate della comunità internazionale, impreparata di fronte ad eventi che avrebbero richiesto una programmazione di lungo periodo spesso

scoraggiata dai grandi interessi economici legati allo sfruttamento dei combustibili fossili e alla costruzione di impianti nucleari. In particolare, si fa riferimento ai movimenti insurrezionali che hanno interessato il nord Africa ed il Medio Oriente nel 2011 ed al disastro nucleare nella centrale di Fukushima in seguito al terremoto che ha sconvolto il Giappone l'11 marzo dello stesso anno. Le prospettive energetiche future, inoltre, restano fortemente dipendenti, fra gli altri, dagli sviluppi di una stagnazione economica sempre più persistente, soprattutto a causa dell'indebitamento pubblico che caratterizza molte delle nazioni dell'area OCSE e delle incertezze sui tempi di uscita dalla crisi. La domanda energetica globale, infatti, è storicamente legata alla crescita economica, oltre che alla crescita demografica, all'efficienza dei sistemi di conversione e all'evoluzione del tessuto sociale e industriale dei paesi in cui la crescita economica e demografica si realizza. Una formulazione di previsione di lungo termine circa gli sviluppi dei mercati energetici è, dunque, molto difficile e comunque affetta da elevati margini di incertezza; l'unica sicurezza sembra riguardare il continuo e fondamentale incremento dell'efficienza energetica. Questa è misurata, seppur in maniera non rigorosa, dall'intensità di energia, ovvero dall'energia necessaria per produrre l'unità di PIL. La crescita economica si accompagna, in genere, ad un aumento della domanda di energia (Fig. 4 e Fig. 5), sebbene la loro dipendenza è strettamente legata allo sviluppo economico del paese in esame. Infatti, i paesi caratterizzati da un tessuto produttivo dominato dall'industria pesante sono caratterizzata da un'alta intensità di energia. L'evoluzione verso economie ad alto valore aggiunto ed il ricorso a dispositivi tecnologici e apparecchiature sempre più efficienti, determinato anche dagli investimenti in ricerca e sviluppo, d'altro canto, determina un decadimento dell'intensità di energia. Tale fisiologica evoluzione determina un rallentamento della crescita della domanda energetica mondiale (Fig. 4).

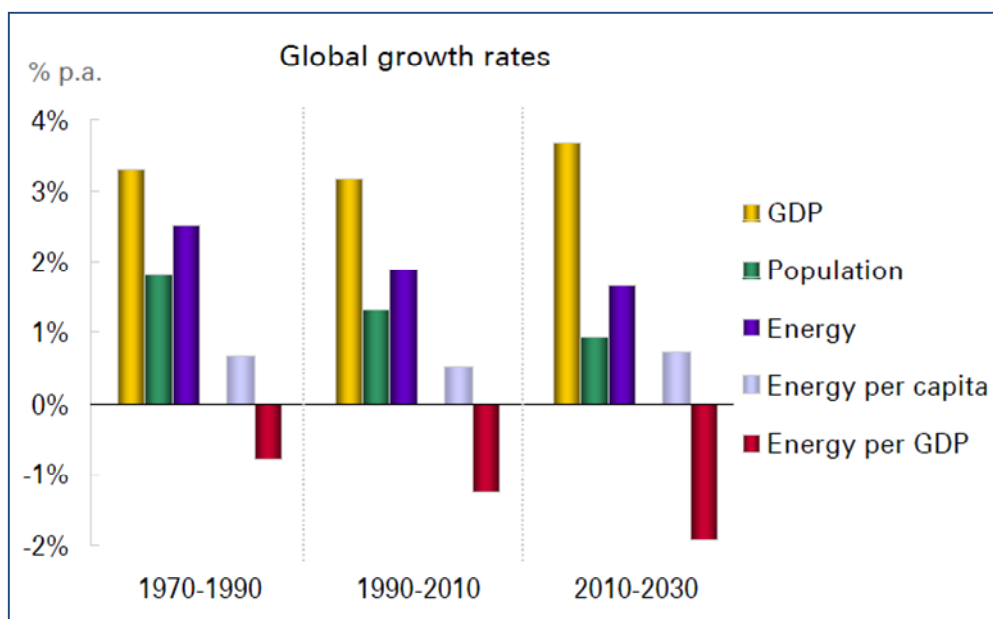


Fig. 4 - Relazione fra popolazione, PIL e domanda energetica mondiale (Fonte: BP Energy Outlook 2030).

Il futuro dell'energia, però, sarà fortemente influenzato dalla rapidità con cui i governi mondiali risponderanno all'esigenza di un sistema energetico sicuro ma anche sostenibile dal punto di vista ambientale, capace di rispondere alla sfida del cambiamento climatico. Il 2009, in tal senso, è stato un anno importante sul piano politico. Nell'ambito della conferenza ONU sul cambiamento climatico, con la ratifica del "Copenhagen Accord" molti paesi hanno sottoscritto impegni, seppur a carattere non vincolante, sulla riduzione delle emissioni di gas serra. Inoltre, il G20 e l'APEC (Asia-Pacific Economic Cooperation) si sono impegnati per l'eliminazione dei sussidi "inefficienti" ai combustibili fossili. A seguito di tali accordi lo sviluppo e l'utilizzo di tecnologie a basse emissioni di anidride

carbonica sono stati significativamente incoraggiati attraverso finanziamenti ed incentivi introdotti da molti governi, anche come parte delle misure adottate per lo stimolo all'economia.

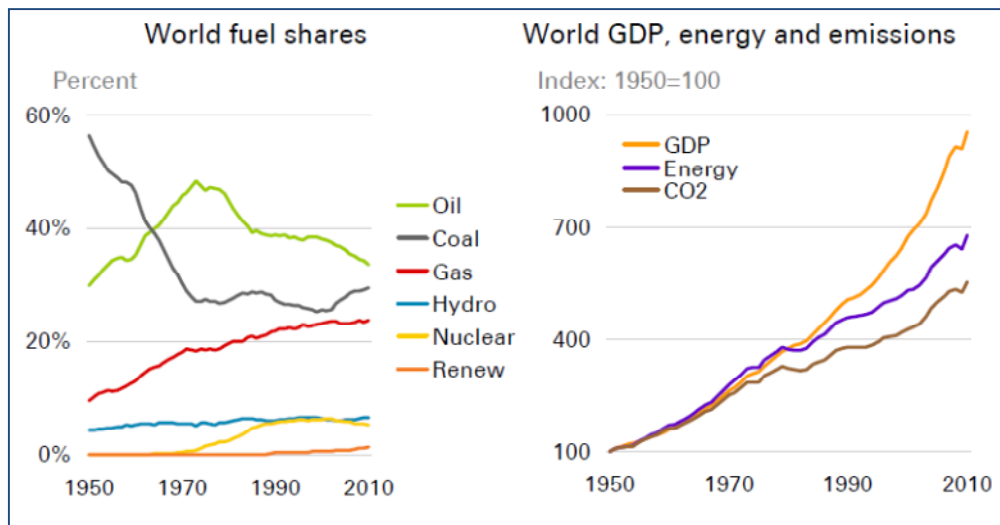


Fig. 5 – Evoluzione economica, energetica e delle emissioni di CO₂ negli ultimi 60 anni (Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2011).

Gli impegni ratificati, però, costituiscono solo una parte degli sforzi necessari per portare a termine una radicale ed improrogabile trasformazione dei sistemi energetici, sebbene permangono dubbi circa la loro effettiva attuazione. Il “Copenhagen Accord”, infatti, sancisce l’obiettivo di limitare l’innalzamento della temperatura atmosferica globale a 2°C oltre i livelli pre-industriali e, anche se il trattato venisse pienamente atteso, il raggiungimento del target di innalzamento di temperatura fissato al 2035 richiederebbe sforzi politici ed economici molto maggiori (Fig. 6).

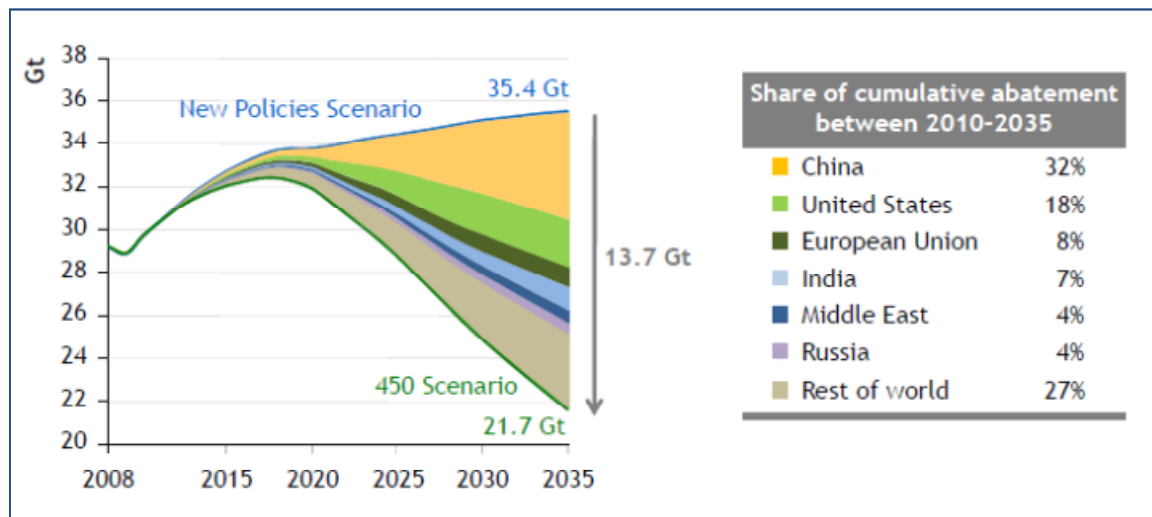


Fig. 6 - Riduzione delle emissioni di CO₂ nello "Scenario 450" (Fonte: IEA World Energy Outlook 2010).

Nelle elaborazioni dell’International Energy Agency, infatti, il “New Policies Scenario” prende in considerazione i livelli emissivi futuri in conseguenza di un’attuazione parziale dei trattati recentemente ratificati, per tenere in conto del loro carattere non vincolante. Lo “Scenario 450”, invece, considera gli effetti sulle emissioni di gas serra dell’attuazione di politiche energetiche coerenti con l’obiettivo dei 2°C di innalzamento delle temperature medie in atmosfera.

Secondo gli esperti climatologi, infatti, tale obiettivo sarebbe raggiungibile solo a seguito di una limitazione della concentrazione dei gas serra in atmosfera nella misura di 450 ppm di CO₂ equivalente. Le stime suggeriscono, quindi, come una mancata adozione di ulteriori importanti provvedimenti comporterebbe un fallimento dell'obiettivo a causa di un eccesso di CO₂ in atmosfera quantificabile in 13.7×10^9 tonnellate.

L'impegno a cancellare gradualmente i sussidi alle fonti fossili, d'altronde, è tale da mitigare le preoccupazioni sorte a seguito dell'Accordo. Tali sussidi, il cui ammontare è stato pari a 312 miliardi di dollari nel solo 2009 (Fig. 7), distorcono il mercato energetico calmierando artificialmente i prezzi dell'energia da fonte fossile e ostacolano investimenti nel settore delle fonti rinnovabili, minandone, quindi, la competitività ed ostacolando il contenimento del *global warming*. L'IEA stima che l'eliminazione totale dei sussidi alle fonti fossili entro il 2020 ridurrebbe la domanda di energia primaria del 5% (equivalente al consumo energetico attuale di Giappone, Corea e Nuova Zelanda) rispetto allo scenario descritto dalle politiche attuali, riducendo del 5.8% le emissioni di CO₂ (equivalente a 2Gt). Qualora implementati, dunque, i trattati avrebbero un impatto sensibile sullo sviluppo di nuove tecnologie, sui prezzi delle fonti energetiche e, di conseguenza, sui comportamenti dei consumatori, sulla domanda di energia e sulle emissioni di CO₂ riconducibili a detti consumi.

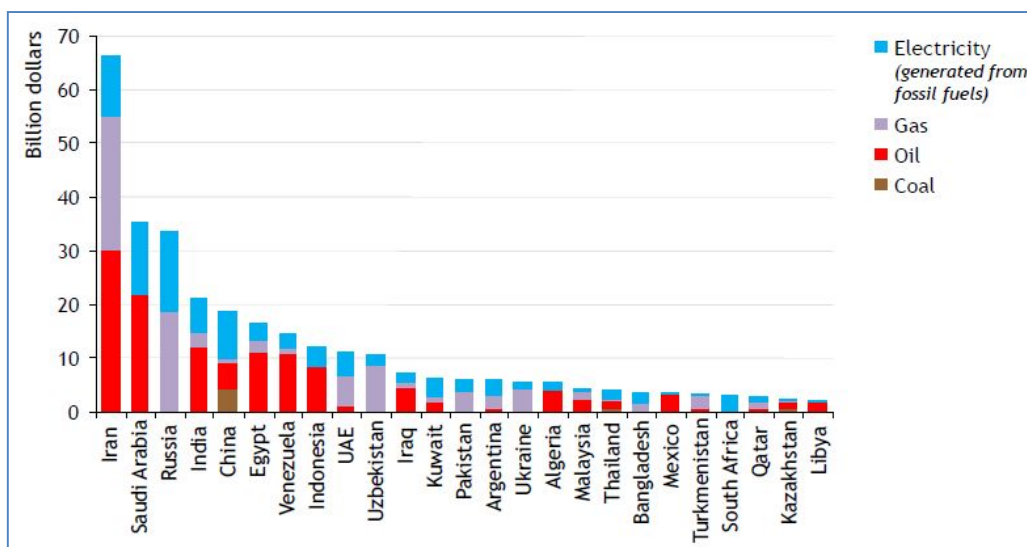


Fig. 7 - Valore economico dei sussidi al consumo dei combustibili fossili al 2009 (Fonte: IEA World Energy Outlook 2010).

Nello "Scenario 450", infatti, la domanda mondiale di energia primaria, che nel 2008 ha raggiunto i 12300Mtep (circa 143000TWh), è prevista in crescita con un tasso medio annuo dello 0.7% nel periodo 2008÷2035 (in Fig. 8 le previsioni al 2030 secondo lo Scenario di Riferimento al 2010, RS, e lo Scenario 450), contro il 2% che ha caratterizzato i precedenti 27 (Fig. 9) anni e l'1.2% dello "Scenario nuove politiche".

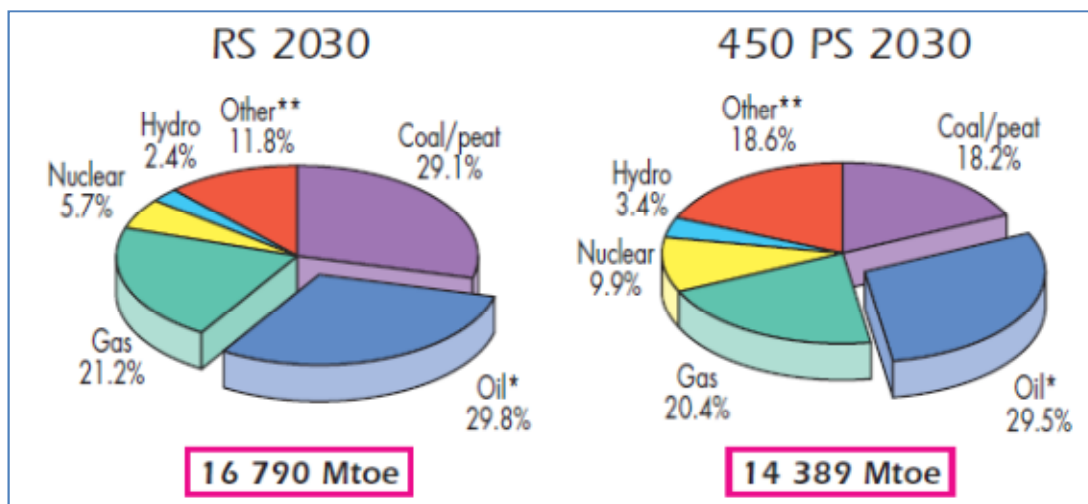


Fig. 8 - Contributo al TPES al 2030 per fonte energetica. Fonte: Key World Energy STATISTICS 2010.

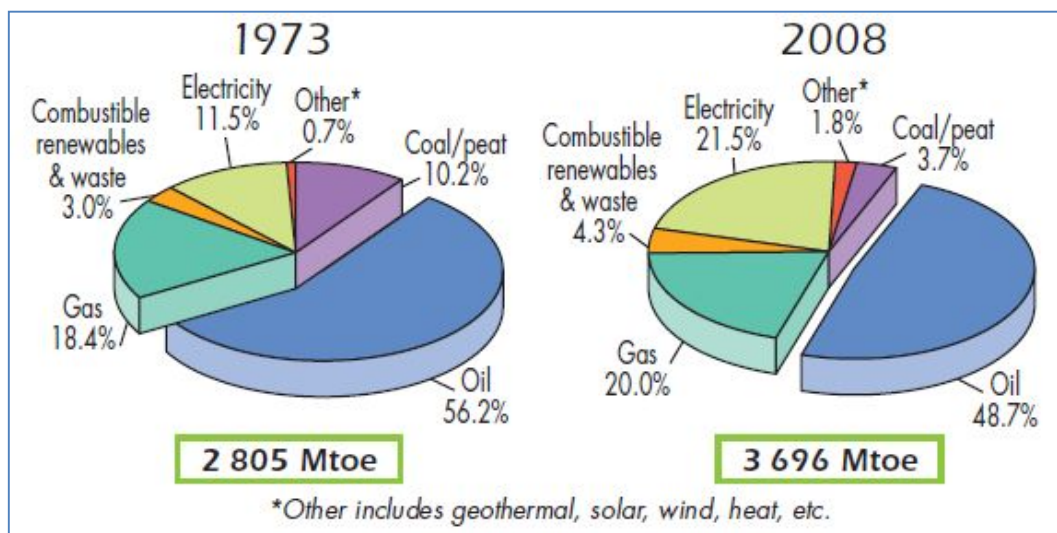


Fig. 9 - Contributo al TPES delle diverse fonti nel 1973 e nel 2008.

Analoghe considerazioni valgono per i prezzi dell'energia e la relativa domanda. Se si circoscrive l'analisi al petrolio, fonte fossile per eccellenza, la Fig. 10 mostra come politiche energetiche più decise porterebbero ad un rallentamento della domanda di greggio, posizionando il picco produttivo, imposto dalla diminuzione della domanda e non dall'esaurimento della risorsa, già nel 2008. In assenza di dette politiche, invece, la domanda continuerà ad aumentare insieme ai costi (Fig. 11), al peso economico del consumo di petrolio e alla vulnerabilità ad impreviste crisi di offerta, come ampiamente dimostrato nei primi mesi del 2011, senza contare le implicazioni ambientali che ne conseguono.

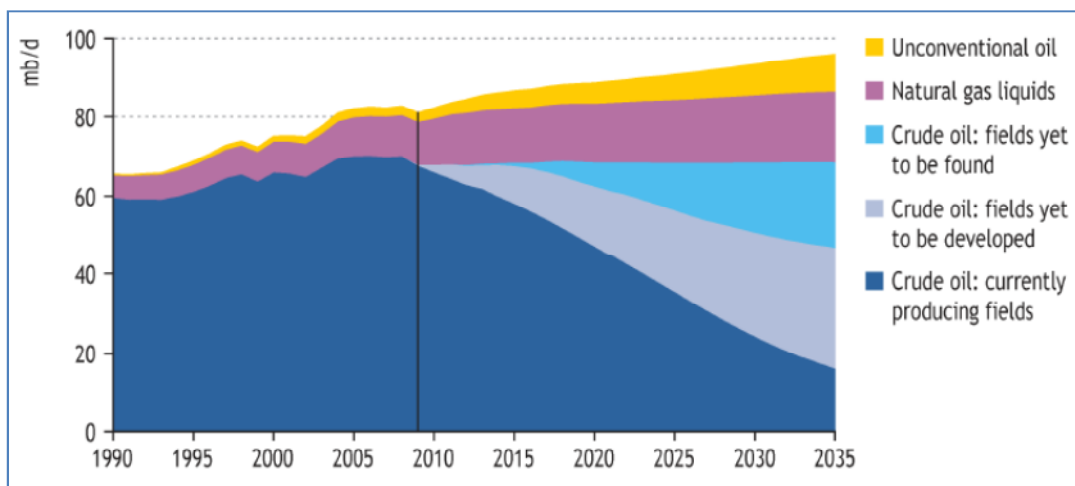


Fig. 10 - Produzione mondiale di petrolio nello Scenario Nuove Politiche (Fonte: World Energy Outlook 2010, Key Graphs).

Qualunque sia lo scenario considerato i combustibili fossili rimarranno le principali fonti di energia al 2035, ma la loro quota nel mix complessivo potrà variare sensibilmente. L'incertezza delle previsioni è più elevata per il carbone, il nucleare e le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico. Queste, infatti, sono fortemente influenzate dalle scelte energetiche di paesi come la Cina, l'India ed i paesi del Medio Oriente che contribuiranno in maniera sensibile alla domanda di carbone, gas naturale, petrolio etc., con ricadute importanti sulla possibilità di limitare i cambiamenti climatici e sulla riduzione dei costi delle tecnologie energetiche cosiddette *Low Carbon*, attraverso un'accelerazione del processo di maturazione tecnologica e lo sfruttamento delle economie di scala consentite dalle imponenti dimensioni del mercato interno.

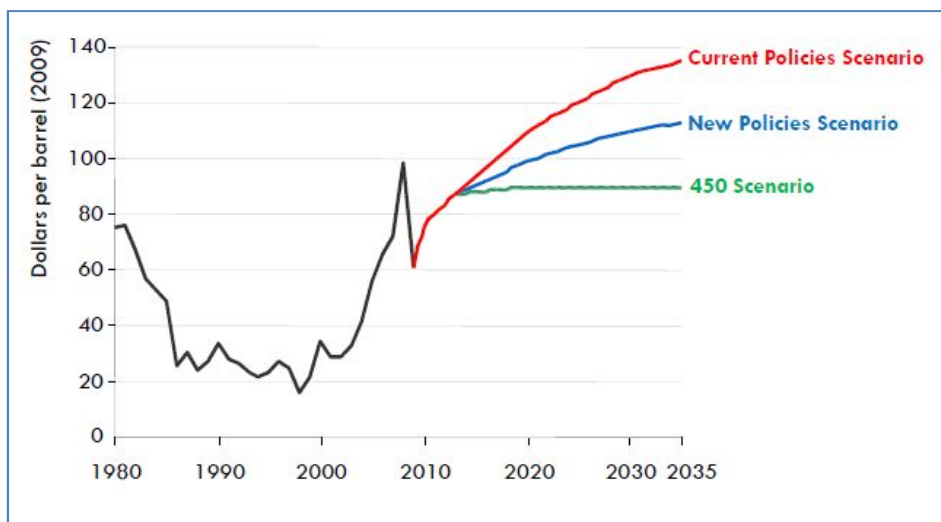


Fig. 11 - Quotazione internazionale del petrolio nei differenti scenari (Fonte: World Energy Outlook 2010).

Le incertezze sul mix energetico futuro, inoltre, sono legate alle previsioni sulla crescita economica futura dei paesi in via di sviluppo e ai conseguenti cambiamenti della struttura economica e sociale, all'urbanizzazione e allo sviluppo di specifiche politiche energetiche ed ambientali. Si consideri che nel 2009 la Cina è diventata il primo consumatore mondiale di energia a fronte di un consumo procapite che è ancora appena un terzo di quello dell'area OCSE. Nello "Scenario Nuove Politiche" i paesi che non appartengono all'OCSE sono responsabili del 93% dell'aumento della domanda mondiale di energia primaria al 2035, in conseguenza degli elevati tassi di crescita economica, industriale, demografica e del tasso di urbanizzazione.

Se si guarda agli usi finali, la domanda mondiale di elettricità continuerà a crescere in misura molto maggiore rispetto a qualunque altra forma di energia. Nello scenario “Nuove Politiche” si prevede un tasso di crescita annuo del 2.2% fino al 2020, con l’80% dell’incremento previsto assorbito dai paesi non Ocse. A tal proposito si stima che nei prossimi 15 anni la Cina installerà una potenza elettrica pari a quella attualmente installata negli Stati Uniti. Su scala globale gli incrementi di capacità ammontano a 5900GW al 2035, con un aumento del 25% rispetto alla capacità attualmente installata. Su scala globale, però, si prevede che lo spostamento verso tecnologie *low carbon* riduca di circa un terzo le emissioni di CO₂ per unità di energia elettrica generata. Lo sviluppo di un sistema energetico sicuro e sostenibile dipenderà molto dal contributo che le fonti rinnovabili daranno nel mix energetico futuro e, dunque, dalle misure che i governi attueranno per il loro sviluppo tecnologico. Il crescente uso delle energie rinnovabili si concentrerà soprattutto nel settore elettrico. Nello “Scenario Nuove Politiche”, infatti, la generazione elettrica da fonte rinnovabile triplica al 2035, passando dal 19% del totale nel 2009 a circa un terzo nel 2035, eguagliando così il carbone. L’aumento è dovuto soprattutto ad eolico ed idroelettrico, con quest’ultimo che svolge un ruolo dominante. Il fotovoltaico, pur presentando tassi di crescita molto elevati, contribuirà per appena il 2% al 2035. Gli incentivi governativi sono previsti aumentare fino a 205 miliardi di dollari (in dollari 2009) nel 2035 (Fig. 12), pari allo 0.17 del PIL mondiale, ma non bisogna dimenticare che la sfida ai cambiamenti climatici condurrebbe a significativi vantaggi economici nel lungo periodo, tra i quali la diminuzione dei costi sostenuti per l’importazione della fonti fossili tradizionali (Fig. 13).

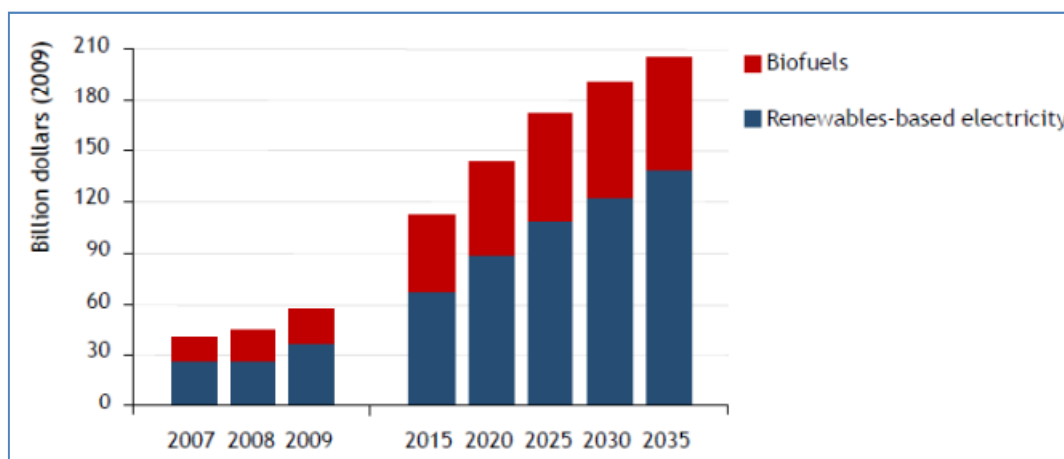


Fig. 12 - Incentivazione alle fonti rinnovabili su scale globale (Fonte: World Energy Outlook 2010).

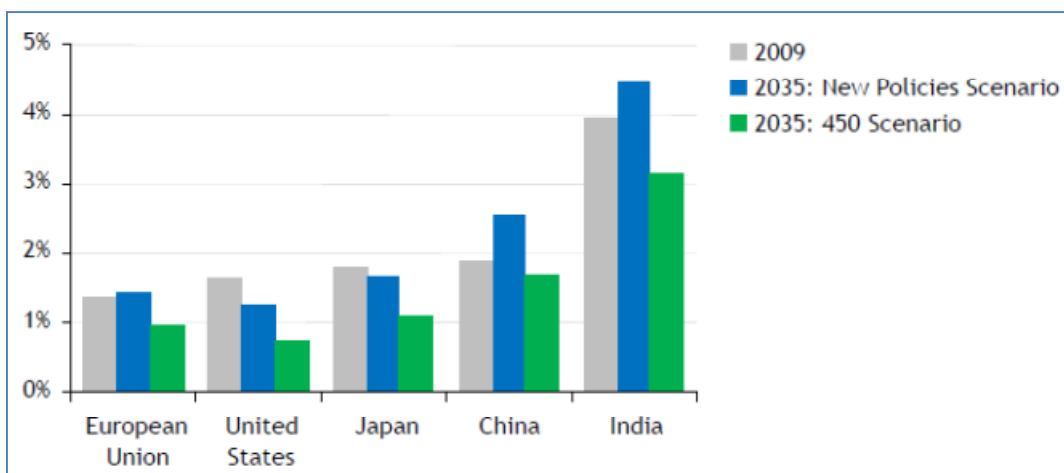


Fig. 13 - Costo delle importazioni di petrolio in diversi paesi (Fonte: World Energy Outlook 2010).

Dato il ruolo dominante svolto dall'energia elettrica negli usi finali, un grande contributo alla limitazione della concentrazione di gas serra in atmosfera ad un livello non superiore ai 450ppm equivalenti di CO₂ è atteso dalla “decarbonizzazione” della generazione elettrica mondiale e anche dal settore dei trasporti (Fig. 14).

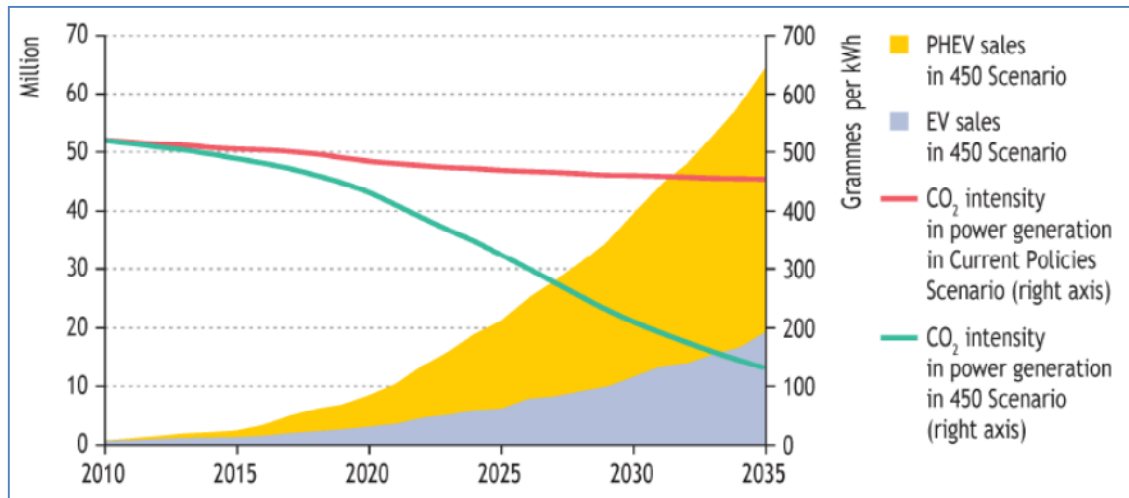


Fig. 14 - Numero di veicoli elettrici ed ibridi plug-in commercializzati nello Scenario 450; intensità di CO₂ nella generazione elettrica (Fonte: World Energy Outlook Key Graphs).

Il 70% delle vendite globali di veicoli per passeggeri al 2035 dovrebbe essere rappresentato da veicoli di nuova generazione (ibridi, ibridi plug-in, veicoli elettrici). Il settore dei trasporti, infatti, contribuisce in maniera significativa alle emissioni globali di CO₂ (Fig. 15).

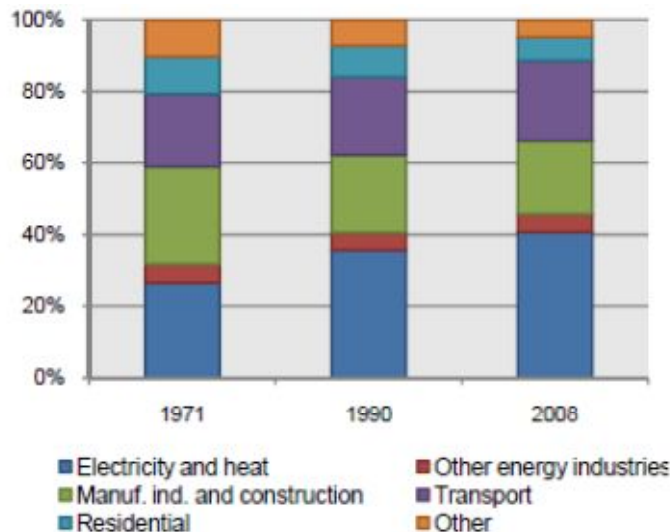


Fig. 15 - Contributo dei diversi settori alle emissioni globali di CO₂ al 2008 (Fonte: IEA, CO₂ emissions from fuel combustion 2010).

Le rinnovabili ed il nucleare, secondo l'IEA, potrebbero aumentare significativamente il loro contributo nel mix energetico, con le rinnovabili che dovrebbero coprire il 45% della generazione elettrica complessiva, ovvero 2.5 volte la quota odierna. In questo scenario il contributo dell'eolico salirebbe al 13% mentre il contributo combinato di solare fotovoltaico e solare a concentrazione raggiungerebbe il 6%. Il notevole contributo al mix energetico delle fonti “low-carbon” e “carbon-free”, dunque, influendo sull'intensità di CO₂ dell'energia erogata (quantità di CO₂ emessa per

unità di energia utilizzata) può compensare, nel lungo periodo, l'incremento delle emissioni riconducibile all'aumento della domanda energetica. La maggiore diversificazione del settore energetico comporterebbe, tra l'altro, un cospicuo vantaggio in termini di sicurezza energetica. Ovviamente il raggiungimento del target dei 2°C di innalzamento di temperatura richiederebbe una spinta politica straordinaria, ben più incisiva di quanto ratificato con il *Copenhagen Accord*. Un indicatore utile per comprendere lo sforzo necessario è il tasso di declino dell'intensità di anidride carbonica, ovvero dell'ammontare di CO₂ emessa per dollaro di PIL (Fig. 16).

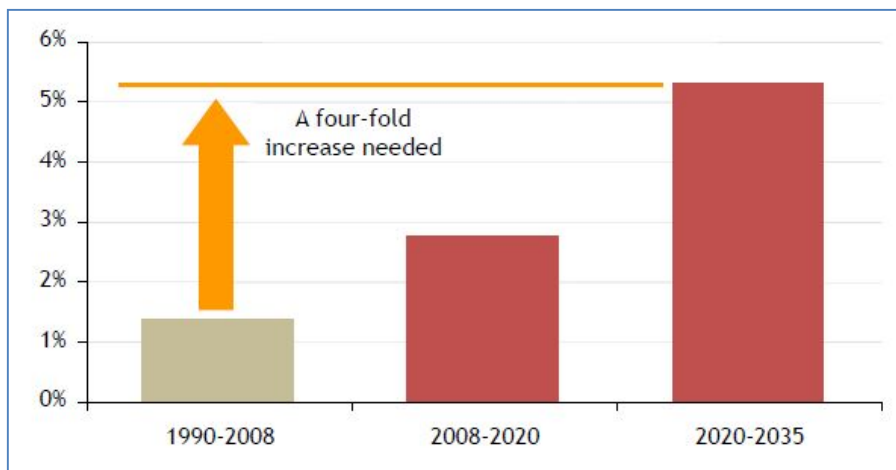


Fig. 16 - Tasso medio di declino dell'intensità di CO₂ richiesto nello Scenario 450 (Fonte: World Energy Outlook 2010).

Come mostrato in figura, tra il 2008 ed il 2020 tale intensità dovrebbe diminuire con un tasso doppio rispetto a quello registrato nel periodo 1990-2008, per poi raddoppiare ancora nei quindici anni successivi. Le tecnologie esistenti potrebbero consentire tale cambiamento, ma ciò richiederebbe una trasformazione tecnologica senza precedenti.

In ultimo, ma non per importanza, le analisi condotte dall'IEA riferiscono del ruolo fondamentale che avrà il gas naturale sia per far fronte alla crescente domanda di energia che per conseguire l'obiettivo della limitazione della concentrazione di CO₂ in atmosfera. Negli ultimi anni, infatti, è iniziato lo sfruttamento delle enormi riserve di metano intrappolate in scisti (shale gas), nelle sabbie argillose e nel carbone, dapprima negli Stati Uniti e successivamente in altre aree del globo. Questi depositi, noti da tempo, sono sempre stati sfruttati in misura piuttosto limitata a causa degli elevati costi di estrazione. L'aumento del prezzo del gas a partire dal 2001, gli sviluppi tecnologici che hanno consentito di sfruttare risorse prima inaccessibili (attraverso tecniche di perforazione orizzontale e fratturazione idraulica) e specifiche politiche di finanziamenti hanno incoraggiato le Compagnie a investire nell'estrazione di metano non convenzionale. Così, in un paio d'anni il rapporto fra domanda e offerta è stato completamente stravolto in Nord America, così come il mercato del gas naturale, fino ad allora caratterizzato da enormi importazioni di LNG. Gli Stati Uniti da soli potrebbero possedere risorse che farebbero salire la stima della durata delle riserve a oltre 100 anni. Ci si riferisce in particolare al gas naturale in carbone (Coal Bed Methane, CBM), al gas naturale in argille/argilliti e in depositi a bassa permeabilità (gas di sabbie compatte, gas da arenarie compatte, o tight gas).

Gli alti prezzi raggiunti dal gas nel 2008 sulla borsa americana ed i notevoli progressi delle tecniche di produzione hanno, dunque, indotto un ragguardevole sviluppo del settore. Un'espansione che è proseguita anche quando la crisi economica, insieme all'aumentata produzione, hanno fatto crollare i prezzi fra il 2008 e il 2009. La produzione nazionale di gas naturale è così letteralmente esplosa. Un boom che in breve tempo ha portato gli Usa a tagliare drasticamente le importazioni di LNG e, addirittura, a superare la Russia nel 2009 come primo produttore mondiale di gas. La cosa, dunque, ha avuto conseguenze rilevanti anche per il mercato europeo. Le grandi riserve di gas accumulate,

anche a seguito della riduzione dei consumi seguita alla crisi economica, infatti, potrebbe indurre i paesi esportatori a rimuovere l'indicizzazione al prezzo del petrolio spingendo, così, la domanda di metano.

Questi avvenimenti avvalorano ancora più le ipotesi circa l'opportunità di pensare e realizzare soluzioni cogenerative e sistemi di generazione distribuita basati sull'uso di impianti motori termici alimentati a gas naturale. Per tale ragione, dunque, nelle analisi presentate nel seguito si fa costante riferimento ad impianti basati su motori a combustione interna alternativi (scelta tecnologica pressoché obbligata nel campo di potenze inferiori ad 1MW) alimentati a metano.

2 Cogenerazione: significato, tecnologie, benefici, meccanismi di incentivazione

Il soddisfacimento dei fabbisogni energetici italiani è affidato principalmente ai combustibili fossili e, tra questi, un ruolo predominante è svolto dal gas naturale e dal petrolio (Fig. 17).

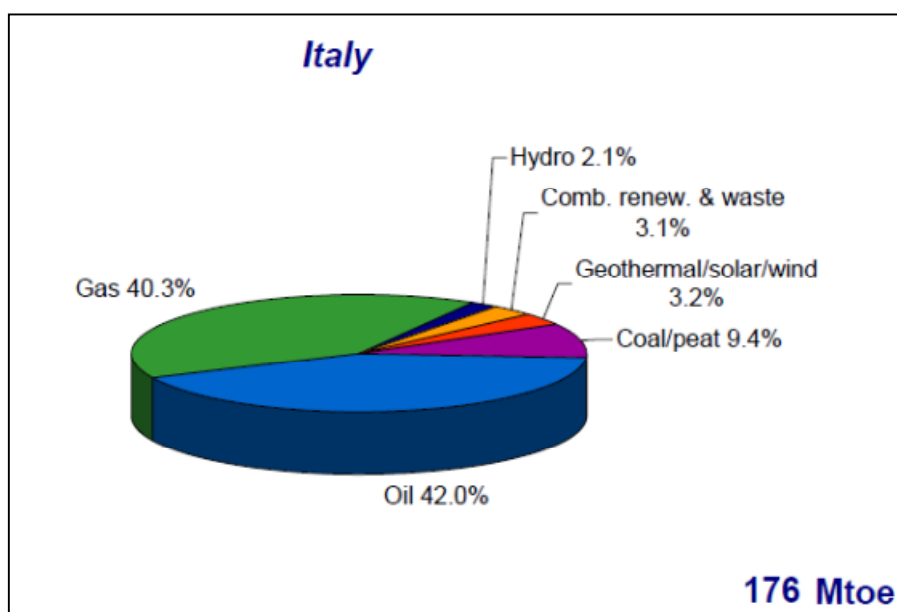


Fig. 17 - Contributo percentuale al TPES italiano delle principali fonti energetiche al 2008 (Fonte: IEA Energy Statistics).

Se si fa riferimento alla sola generazione elettrica, invece, un ruolo rilevante tra le fonti rinnovabili è svolto dall'energia idroelettrica, mentre risulta ancora marginale, sebbene in crescita, il contributo delle altre fonti rinnovabili diverse dal geotermico (Fig. 18).

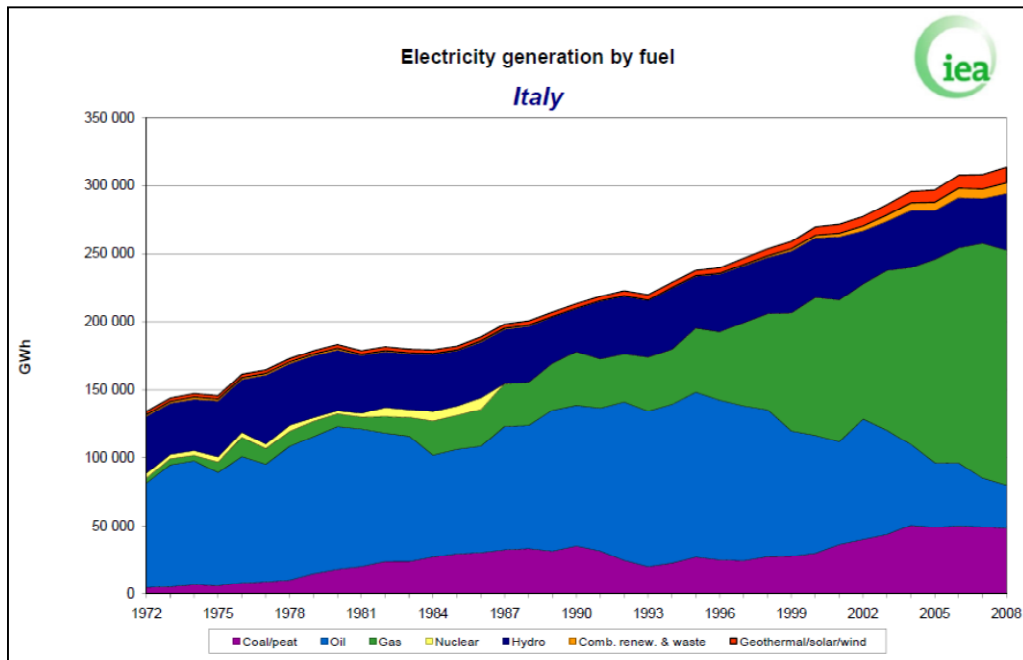


Fig. 18 - Contributo delle diverse fonti energetiche alla generazione elettrica (IEA Energy Statistics).

Per diverse ragioni (ruolo limitato del carbone, rinuncia al programma nucleare, servizio affidato ancora ad impianti termoelettrici a vapore dai rendimenti relativamente bassi, etc.) il costo dell'energia elettrica in Italia è più alto della media europea. Considerato il crescente peso dell'energia elettrica nel consumo interno lordo di energia primaria (Fig. 19 e Fig. 20), la scarsità delle fonti energetiche tradizionali e, conseguentemente, l'elevato peso economico delle importazioni di energia primaria e di energia elettrica dall'estero (Fig. 21), si capisce come l'interesse verso la generazione da impianti a fonte rinnovabile, le tecnologie volte al risparmio energetico e, dunque, verso la produzione combinata di energia termica ed elettrica negli impianti di cogenerazione sia sempre maggiore.

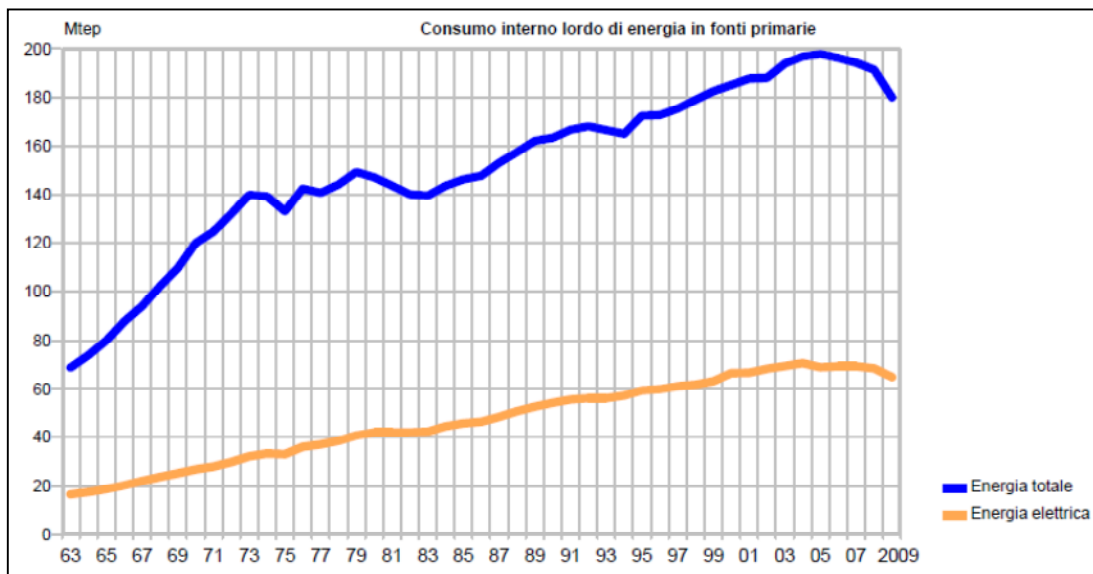


Fig. 19 - Consumo interno lordo di energia primaria dal 1963 al 2009 (Fonte: Terna, Dati Statistici 2009).

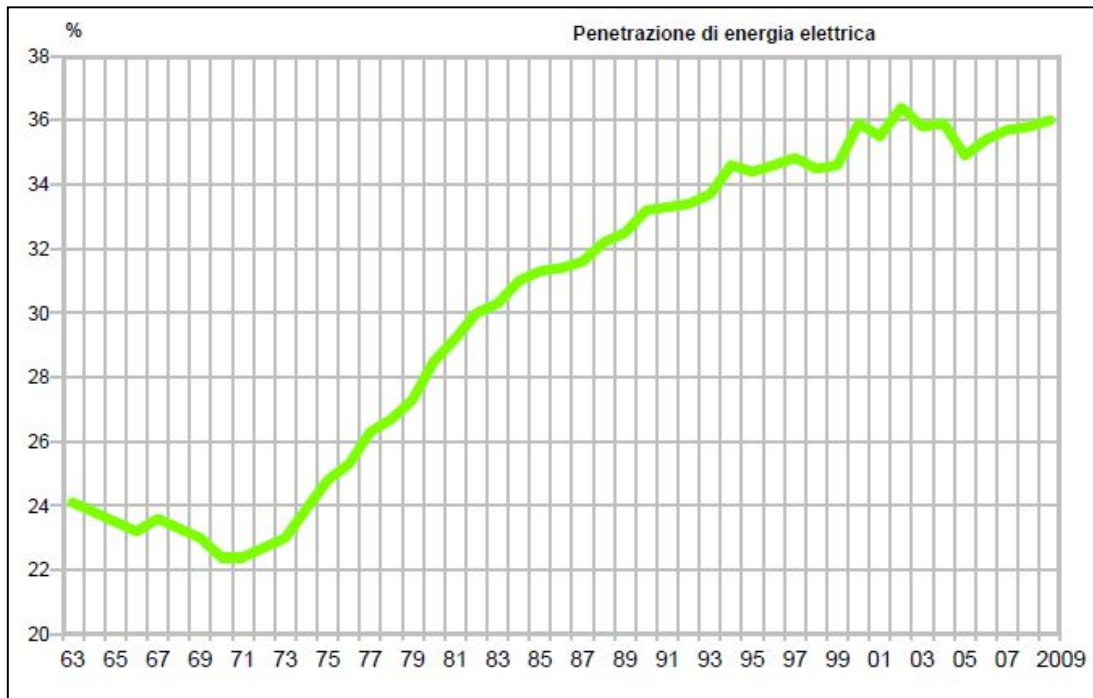


Fig. 20 - Penetrazione di energia elettrica in Italia dal 1963 al 2009 (Fonte: Terna, Dati Statistici 2009).

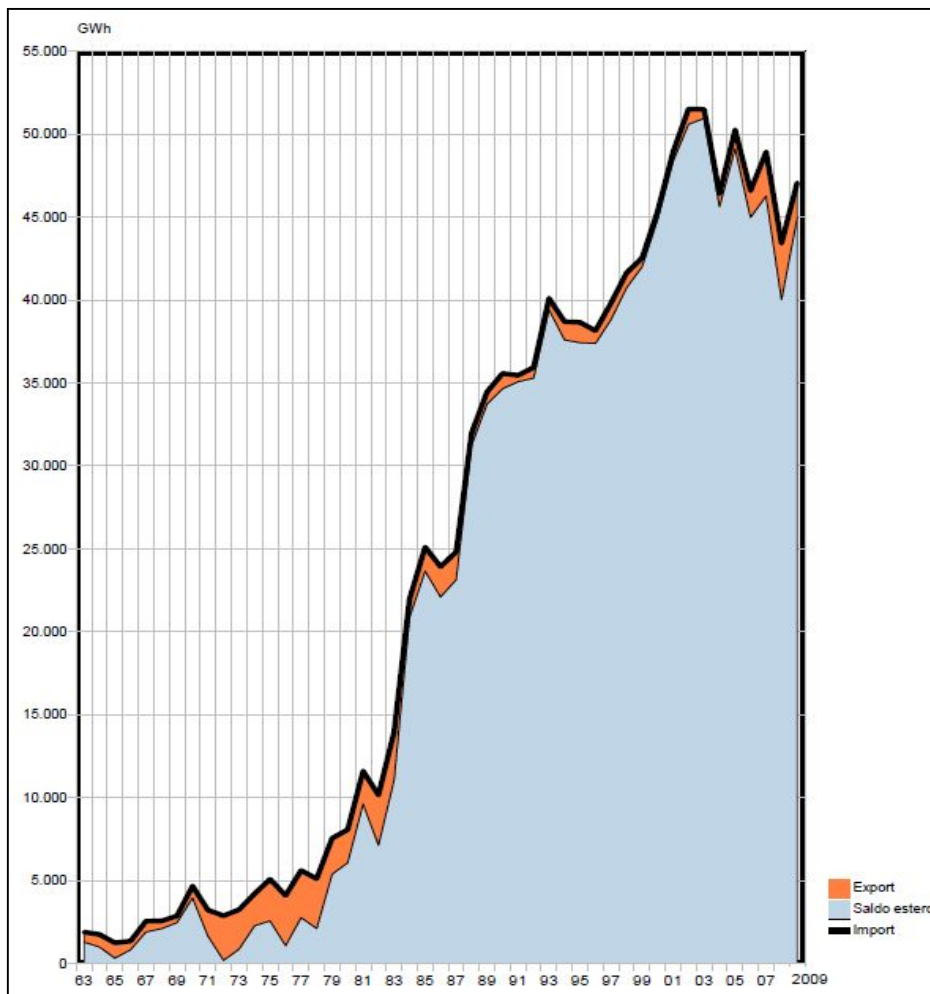


Fig. 21 - Scambi fisici di energia elettrica fra l'Italia ed i Paesi confinanti dal 1963 al 2009 (Fonte: Terna, Dati Statistici 2009).

Questi ultimi giocano un ruolo significativo nel panorama energetico nazionale. Per quanto riguarda il calore cogenerato, al loro interno risulta preponderante il ruolo degli impianti a vapore a contropressione o a derivazione (spillamento) e condensazione, mentre la produzione elettrica cogenerata è per lo più demandata ai moderni impianti a ciclo combinato. Le potenzialità riconosciute alla produzione combinata, come accennato in precedenza, ha spinto all'emanazione di apposite direttive secondo le quali l'energia prodotta in tali impianti viene equiparata, in determinate condizioni, all'energia prodotta da fonte rinnovabile. Per comprenderne meglio le ragioni, viene presentata una prima analisi in merito ai benefici conseguibili attraverso il ricorso a tale tecnologia, rimandando al capitolo IV per ulteriori approfondimenti.

Per cogenerazione si intende la produzione combinata, a partire da un unico processo di conversione dell'energia contenuta in un'unica fonte di energia primaria, di energia meccanica (o elettrica) e termica. Tale processo, se opportunamente sfruttato, è in grado di assicurare consistenti benefici in termici energetici ed economici, se confrontato con la produzione separata delle medesime quantità di energia attraverso tecnologie convenzionali (impianti motori primi termici per la produzione elettrica/meccanica e caldaie per la produzione di energia termica). Alcuni dei requisiti imprescindibili per il conseguimento di tali benefici sono:

- Richiesta contemporanea di grandi quantità di energia elettrica e termica o, al più, di energia frigorifera, data la possibilità di ricorrere a macchine frigorifere ad assorbimento alimentate dai reflui termici dell'impianto motore per la produzione di acqua refrigerata; questa può essere successivamente utilizzata sia per il condizionamento ambientale sia per rispondere ad esigenze di processo (impianti di questo tipo sono impropriamente detti "trigenerativi").
- Rapporto fra i carichi elettrici e termo-frigoriferi richiesti dall'utenza (indice elettrico) poco variabili e compatibili con le rispettive potenze erogate dai gruppi cogenerativi in commercio.
- Elevato numero di ore/anno nelle quali sono verificate le suddette condizioni.
- Esistenza di un quadro normativo e tariffario teso a favorire il ricorso alla cogenerazione (possibilità di accedere a finanziamenti, agevolazioni nelle procedure di realizzazione e messa in esercizio degli impianti, esistenza di condizioni contrattuali favorevoli per lo scambio con la rete elettrica nazionale dell'energia prodotta e non utilizzata, etc.).
- Adozione di soluzioni progettuali specifiche per la particolare utenza da servire, sia in termini di tecnologia da adottare che di dimensionamento dell'impianto.

Ai già citati vantaggi energetici ed economici vanno, altresì, sommati quelli derivanti dalla riduzione delle emissioni di CO₂. È necessario precisare, anzi, che la finalità perseguita dal legislatore nell'emanazione delle direttive comunitarie, successivamente recepite dai singoli Stati membri e tese a favorire una maggiore diffusione di questa tecnologia, è costituita proprio dalla riduzione delle emissioni clima-alteranti (essenzialmente CO₂). I benefici ambientali, se da un lato sono la diretta conseguenza del risparmio di energia primaria conseguita, dall'altro sono il risultato indiretto dell'utilizzo, nella maggior parte di questi impianti, di combustibili intrinsecamente meno inquinanti come il metano. La molecola di questo idrocarburo, infatti, è caratterizzata dal più basso rapporto fra atomi di carbonio ed idrogeno, nonché da un maggiore potere calorifico.

Le soluzioni impiantistiche che trovano riscontro nelle applicazioni reali utilizzano, quali impianti motori primi termici per la conversione dell'energia primaria in energia elettrica e calore, le seguenti soluzioni:

- Motori alternativi a combustione interna (a ciclo Otto oppure Diesel).

- Turbine a gas (a ciclo semplice o con rigenerazione).
- Turbine a vapore (a contropressione oppure a condensazione e spillamento).
- Impianti a ciclo combinato in cui la TV, alimentata dal calore in uscita dal ciclo termodinamico che ha luogo nella TG e recuperato in una caldaia HRSG, è del tipo a contropressione ovvero a condensazione).

Per definirne i potenziali diversi campi di applicazione nella Fig. 22 si sono riportati i range di taglia e rendimento elettrico delle diverse tecnologie; con riferimento agli impianti il cui funzionamento è regolamentato dall'ormai superato CIP n.6/92, inoltre, nella Fig. 23 si sono riportati i corrispondenti valori dell'indice Ien nel funzionamento in condizioni nominali. L'indice Ien è definito dalla seguente espressione:

$$Ien = \frac{\eta_e}{0.51} \cdot \frac{\eta_t}{0.49} \quad (2)$$

Nella quale η_e ed η_t rappresentano il rendimento elettrico e termico medi del cogeneratore ovvero, rispettivamente, il rapporto fra energia elettrica netta generata ed energia primaria utilizzata e rapporto fra energia termica recuperata effettivamente utilizzata ed energia primaria.

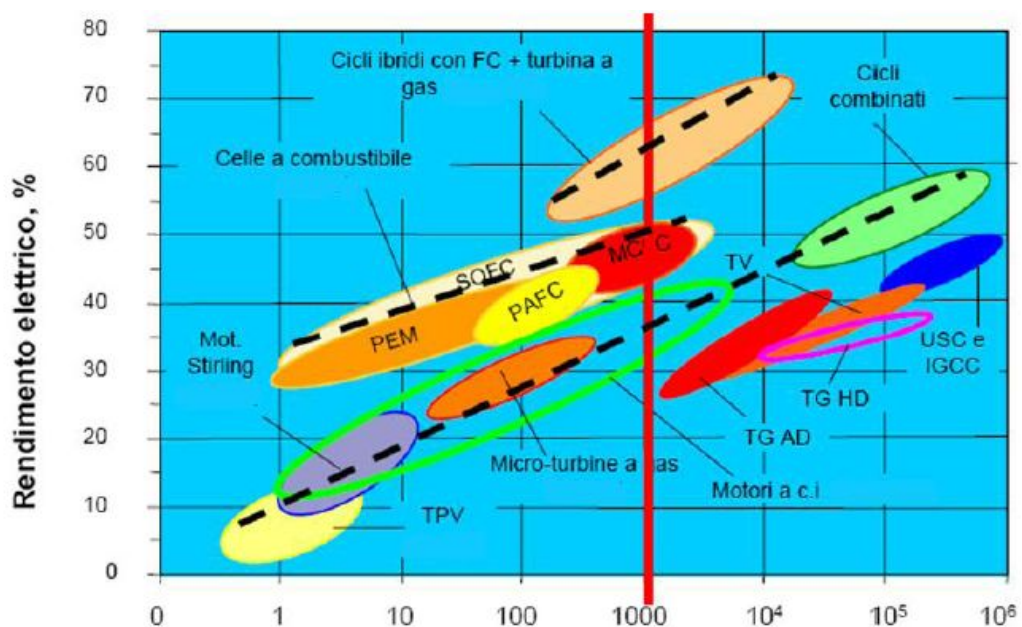


Fig. 22 - Campi di applicazione dei diverse tecnologie al variare della taglia dell'impianto motore primo termico (Fonte: E.Macchi, La micro cogenerazione a gas naturale).

L'indice Ien è di particolare rilievo per valutare le prestazioni energetiche complessive dei cogeneratori entrati in funzione secondo la vecchia normativa e, in particolare, l'assimilabilità della cogenerazione a fonte rinnovabile secondo il già citato provvedimento. Tale assimilabilità, riconosciuta per valori dell'indice Ien maggiori o uguali a 0.51, garantisce, tra l'altro, l'esenzione dal pagamento dell'imposta erariale sull'energia elettrica prodotta ed autoconsumata.

Nel 2002 è stato introdotto l'Indice di Risparmio Energetico (IRE), indispensabile ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e termica come cogenerazione (Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, A.E.E.G., n. 42/2002 [19], successivamente aggiornata dalla 296/2005 [20] e, in ultimo, dalla Deliberazione n. 307/07).

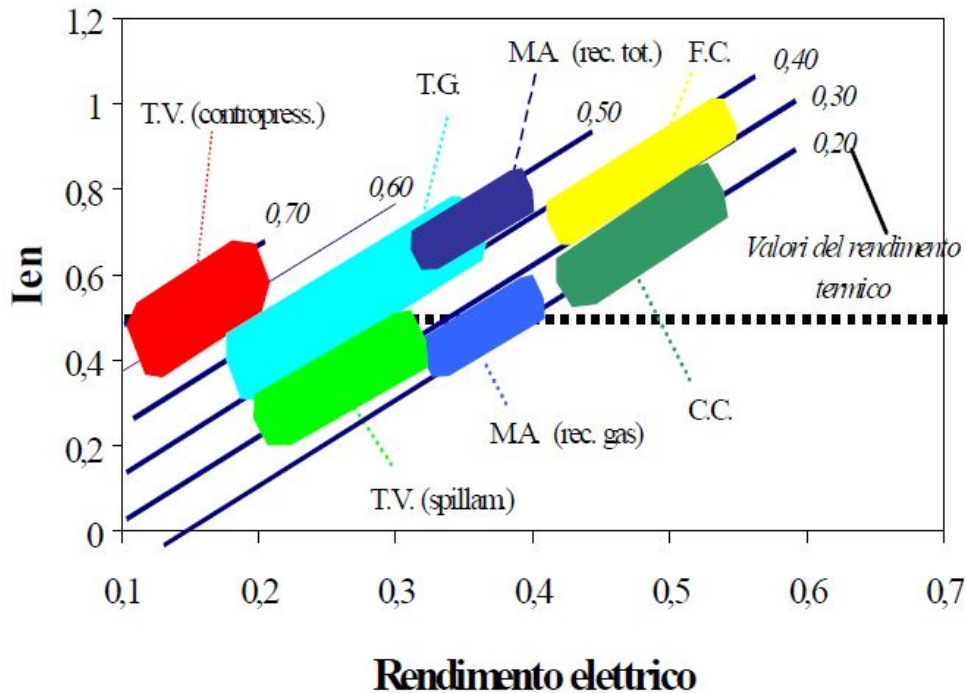


Fig. 23 - Valori di riferimento dell'indice Ien per le diverse tecnologie disponibili.

Questo è definito come segue:

$$IRE = 1 \cdot \frac{E}{f \cdot t} = 1 \cdot \frac{1}{f \cdot t} \quad (3)$$

in cui:

- E_p è l'energia primaria da combustibile fossile utilizzata dall'impianto di cogenerazione.
- E_e è l'energia elettrica erogata dall'impianto.
- E_t è l'energia termica erogata dall'impianto ed effettivamente utilizzata.
- $\eta_{t,rif}$ è il rendimento di riferimento per la produzione termoelettrica convenzionale, dipendente dalla taglia dell'impianto, o della sezione di impianto in esame, e dal tipo di combustibile utilizzato (nel caso di gas naturale esso varia fra un minimo di 0.41, per impianti di taglia inferiore ad 1 MW elettrico, ed un massimo di 0.55, per impianti con potenze superiori a 500 MW).
- $\eta_{e,rif}$ è il rendimento di riferimento per la produzione termica convenzionale, pari a 0.8 per applicazioni civili e 0.9 per quelle industriali.
- p è il coefficiente correttivo minore o uguale ad uno; il suo valore varia a seconda degli usi dell'energia elettrica prodotta (autoconsumo o immissione nella rete nazionale) e dei livelli di trasformazione dell'energia stessa in considerazione degli usi finali in bassa tensione. Attraverso tale coefficiente, il legislatore ha inteso favorire (valori inferiori di "p") le applicazioni caratterizzate da bassi livelli di trasformazione ed orientate all'autoconsumo.
- $\eta_e = E_e/E_p$ ed $\eta_t = E_t/E_p$ rappresentano, rispettivamente, il rendimento elettrico medio e termico medio del sistema; si ricorda, ancora una volta, che l'energia termica va valutata al netto delle eventuali dissipazioni.

La condizione per il riconoscimento legislativo è espressa dalla seguente relazione:

$$IRE \geq IRE_{min} \quad (4)$$

in cui il valore di soglia è uguale al 5% per impianti o sezioni già esistenti, all'8% in caso di rifacimento ed al 10% per impianti nuovi. Il riconoscimento è subordinato, inoltre, al rispetto dell'ulteriore condizione, legata all'effettivo utilizzo dei reflui termici dell'impianto, espressa dalla seguente relazione per impianti fino a 10 MW di potenza:

$$L = \frac{E_t}{E} = \frac{t}{t} \quad 0.33 \quad (5)$$

Per impianti con potenza compresa fra i 10 ed i 25 MW il valore di soglia del Limite Termico vale 0.22, mentre scende a 0.15 oltre i 25 MW elettrici (per maggiori dettagli si rimanda alle già citate Delibere dell'A.E.E.G. n. 42/2002, n. 296/05 e successive).

Come ricordato in precedenza, una grandezza di particolare importanza nel dimensionamento dell'impianto è l'indice elettrico (rapporto fra potenza elettrica e termica erogate), soprattutto quando non è possibile gestire in modo vantaggioso eventuali eccedenze elettriche e l'esercizio del motore primo termico prescelto presenta un solo grado di libertà, ovvero potenza elettrica e termica erogate non sono indipendenti, ma legate in maniera univoca (motori alternativi, impianti con TG, impianti con TV a contropressione, impianti a ciclo combinato con TV a contropressione). In questi casi, infatti, non è possibile adeguare l'indice elettrico dell'impianto a quello dell'utenza. A tal proposito, in Fig. 24 sono rappresentati i campi di applicazione delle principali tecnologie cogenerative al variare della taglia e dell'indice elettrico.

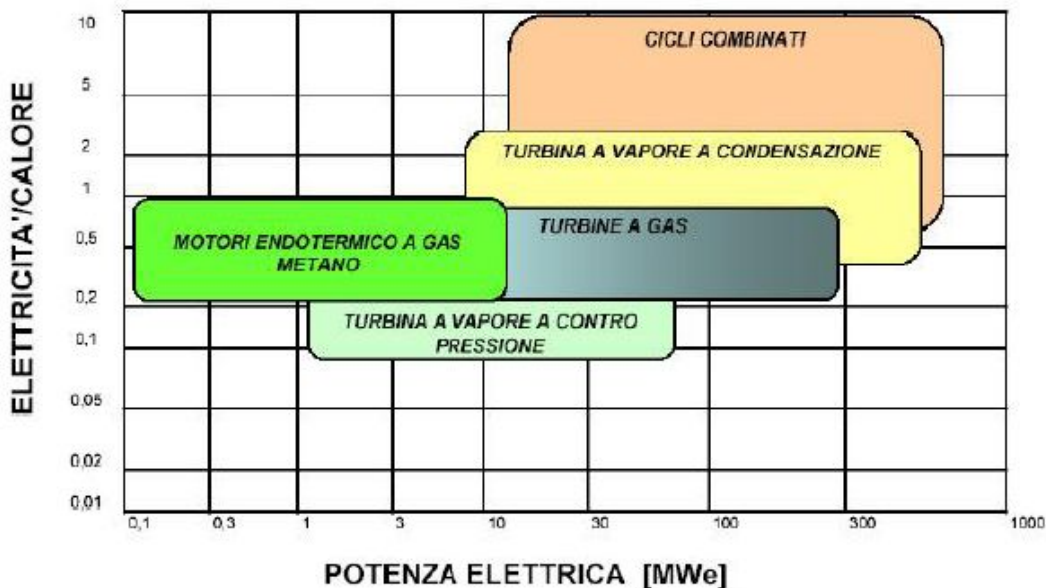


Fig. 24 - Campi di applicazione delle diverse tecnologie cogenerative al variare della taglia e dell'indice elettrico (Fonte: Libro Bianco sulla cogenerazione, ATIG, 1997).

In Fig. 25, invece, sono riportati i costi specifici indicativi per le diverse tecnologie disponibili, in funzione della taglia dell'impianto.

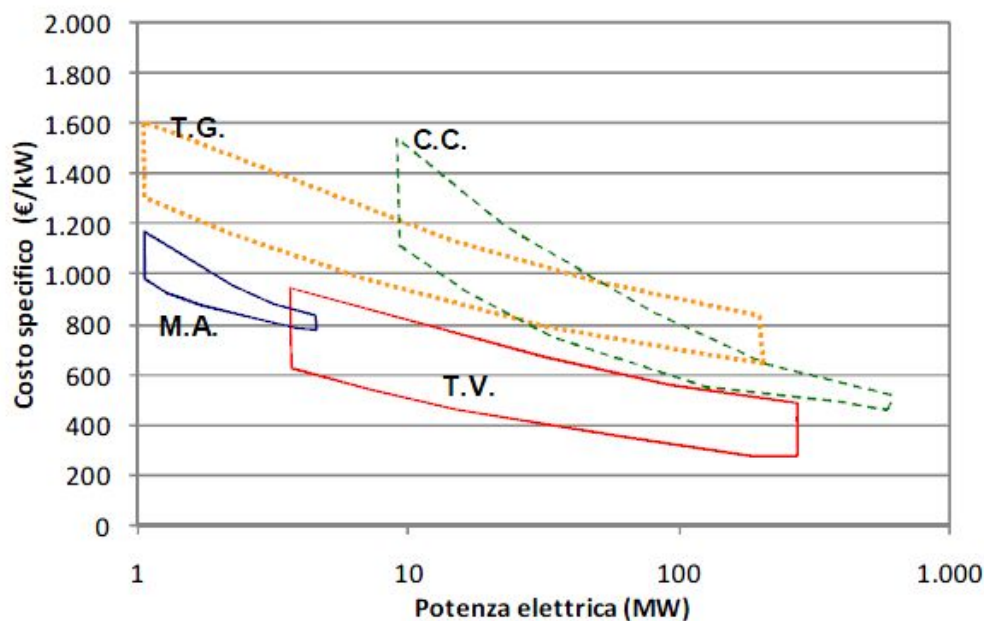


Fig. 25 - Costi specifici indicativi al variare della tecnologia e della taglia (Fonte: M. Dentice d'Accadia, appunti del corso di Energetica I).

Le diverse figure mostrano come nel campo delle piccole potenze (fino a 3÷4 MW elettrici), la soluzione più efficiente risulta quella dei motori alternativi, con rendimenti che, nei modelli di taglia medio/alta di ultima generazione, possono superare il 40%. Questa circostanza, unitamente al minor costo unitario rispetto alle TG di uguale taglia, fa dei motori alternativi la tecnologia complessivamente più interessante nel campo di potenza in esame, a meno che l'utenza da servire non sia caratterizzata dalla sostanziale assenza di richieste termiche a temperatura inferiore a 100°C e di richieste di energia frigorifera. In tal caso, l'impossibilità di utilizzare i reflui termici a bassa temperatura dei motori alternativi (raffreddamento cilindri, olio di lubrificazione, eventuale intercooler) può rendere, anche se non sempre, preferibile il ricorso ad un impianto con TG (caratterizzata dalle alte temperature dell'intero recupero termico).

Per quanto riguarda le TG, tuttavia, va segnalata la comparsa sul mercato, negli ultimi anni, di unità a rigenerazione di piccola taglia (microturbine con potenza elettrica nel campo 50÷200 kW) caratterizzate da rendimenti elettrici dell'ordine del 30%, sia pure a spese di una minore potenza termica resa rispetto alle corrispondenti TG senza rigenerazione. Il loro costo, tuttavia, è molto elevato, anche se la loro progressiva penetrazione sul mercato potrebbe, nell'arco dei prossimi 5÷10 anni, aumentarne significativamente la competitività.

Il campo delle medie e grandi potenze (oltre i 4÷5 MW elettrici) è sostanzialmente dominato dalle turbine a gas e dagli impianti a ciclo combinato, nonché, limitatamente alle applicazioni caratterizzate da grosse richieste di vapore di processo e richieste elettriche relativamente modeste, dalle turbine a vapore; queste, infatti, pur presentando rendimenti elettrici inferiori, sono caratterizzate dai valori in assoluto più bassi dell'indice elettrico (nel caso di TV a contropressione). Per quanto riguarda la tecnologia delle TG, va infine segnalata la presenza sul mercato di macchine ad iniezione di vapore (o a ciclo STIG, Steam Injection Gas), nelle quali una frazione del vapore prodotto dalla caldaia a recupero dell'impianto può essere utilizzata, mediante iniezione a valle del compressore e/o all'interno della turbina, per accrescere la potenza elettrica erogata attraverso l'aumento della portata di fluido in turbina, senza che questo incida sui consumi di combustibile. In questo modo è possibile aumentare l'efficienza elettrica del sistema, sia pure a spese della sua resa termica, e, quindi, rende disponibile un secondo grado di libertà per la gestione dell'esercizio del gruppo. Ciò

determina la possibilità, entro certi limiti, di incrementare l'indice elettrico, assecondando le richieste dell'utenza con interessanti vantaggi in termini di flessibilità di gestione.

Per quanto riguarda, infine, gli sviluppi tecnologici attesi nel breve e medio termine, gli sforzi sono concentrati sulle Fuel Cells (celle a combustibile). Questi dispositivi, che realizzano la conversione diretta dell'energia potenziale chimica del combustibile in energia elettrica mediante processi elettrochimici e non più mediante la combustione, sono già in grado di assicurare efficienze elettriche dell'ordine del 50% o più, persino nel campo delle piccole taglie (come evidenziato in Fig. 22). Nel caso di un loro sfruttamento per realizzazioni cogenerative, dunque, sono in grado di garantire risparmi energetici molto consistenti rispetto alla produzione separata. Il combustibile utilizzato è solitamente idrogeno, ottenibile sia a partire dai combustibili tradizionali (ad esempio mediante il processo di reforming del gas naturale, gassificazione di altri combustibili tradizionali o di biomasse) sia, in prospettiva, mediante processi fotochimici o biologici. L'elevata efficienza della conversione, unitamente all'assenza di reazioni di combustione, permette una drastica riduzione dell'impatto ambientale riconducibile, di fatto, alla sola emissione di CO₂, e solo nell'eventualità che si utilizzino in partenza combustibili tradizionali. Il processo elettrochimico che ha luogo nella cella vera e propria, infatti, ha come risultato unicamente la produzione di acqua a media o alta temperatura, a seconda del tipo di cella. Questa è, ovviamente, utilizzabile per fini cogenerativi.

Le varie tipologie di Fuel Cells si distinguono in base al tipo di elettrolita ed alla conseguente temperatura di esercizio; queste possono essere così suddivise:

- Con membrana a scambio protonico (temperatura di esercizio: 50÷100°C).
- Alcaline (temperatura di esercizio: 60÷100°C).
- Ad acido fosforico (temperatura di esercizio: 150÷200°C).
- A carbonati fusi (temperatura di esercizio: 650÷800°C).
- Ad ossidi solidi (temperatura di esercizio: 800÷1000°C).

Per le ultime due tipologie, attualmente ancora in fase di sviluppo, si attendono addirittura rendimenti elettrici superiori al 60%, fino a punte di oltre il 70% per l'impiego in combinazione con altre tecnologie (sistemi ibridi). L'elevata efficienza anche nel campo delle piccole taglie, la grande compatibilità ambientale, la modularità e la sostanziale assenza di parti in movimento (cui dovrebbe poter corrispondere, in futuro, una grande affidabilità ed una lunga vita utile), rendono questa tecnologia, in assoluto, una delle più promettenti ed interessanti. Questo non solo nel campo della cogenerazione ma, in generale, in quello della generazione elettrica (concentrata e distribuita) e della trazione terrestre. Il primo modello di autoveicolo elettrico alimentato con F.C. è già stato commercializzato in California; si tratta della berlina "Clarity" prodotta dalla Honda. Un notevole impulso alla diffusione delle F.C. dovrebbe avvenire quando saranno risolti alcuni aspetti critici relativi all'affidabilità, alla sicurezza nello stoccaggio dell'idrogeno e ai costi.

Per quanto concerne la determinazione del risparmio energetico conseguibile mediante la produzione combinata, le successive analisi fanno riferimento ai seguenti valori:

- Rendimento convenzionale del parco termoelettrico nazionale: $\eta_{e,RIF}=0.46$
- Rendimento convenzionale della produzione di energia termica: $\eta_c=0.9$

Per la valutazione, invece, dei benefici in termini di mancate emissioni di CO₂, si farà riferimento ai seguenti valori specifici di emissione di anidride carbonica:

- Emissioni di CO₂ riconducibili ad ogni kWh di energia primaria da combustibile (metano) utilizzato per

l'alimentazione del cogeneratore e delle caldaie: 0.20 kg/kWh.

- Emissioni di CO₂ legate all'erogazione, da parte del parco termoelettrico nazionale, di un kWh di energia elettrica: 0.60 kg/kWh.

Utilizzando questi valori di riferimento è possibile stimare il risparmio di energia primaria e le mancate emissioni di gas serra conseguibili per ogni kWh elettrico prodotto da cogenerazione attraverso le seguenti equazioni:

$$\frac{E}{E} = \frac{1}{t} \quad (6)$$

$$\frac{CO}{E} = 0.20 \frac{t}{1} \quad (7)$$

Se si considerano, allora, $\eta_e=0.39$, $\eta_t=0.45$ (valori rappresentativi di un cogeneratore di media taglia) ed $\eta_c=0.85$, si può stimare rispettivamente un risparmio di 0.967 kWh di energia primaria e di 0.359 kg di CO₂ per ogni kWh elettrico da cogenerazione. Questi due valori, ovviamente, si riferiscono ai risparmi conseguibili limitatamente alla sola energia erogata dal cogeneratore, senza considerare, quindi, l'effettivo risparmio globale per l'intero impianto in conseguenza di eventuali integrazioni o di eccedenze di energia.

Per quanto riguarda, infine, le emissioni delle sostanze inquinanti propriamente dette, come gli NO_x ed il CO, si può dire che:

- Nel caso di motori alternativi ad accensione comandata alimentati con gas naturale le emissioni, al netto di quelle evitate grazie allo sfruttamento dei reflui termici, sono rispettivamente dell'ordine dello 0.7÷1.5 g/kWh elettrico per quanto riguarda gli NO_x e di 0.4÷1.0 g/kWh elettrico per il monossido di carbonio.

- Per le turbine a gas di piccola e media taglia, le emissioni nette sono tipicamente dell'ordine di 0.4÷1.0 g/kWh elettrico per gli NO_x e di 0.2÷0.4 g/kWh per il CO, a seconda della potenza e della tecnologia impiegata.

Tali valori sono sostanzialmente confrontabili con quelli medi del parco termoelettrico nazionale, anche se superiori a quelli ottenibili con una moderna centrale a ciclo combinato, caratterizzata da fattori di emissione di 0.25÷0.30 g/kWh per gli NO_x e 0.10÷0.15 per il CO. In compenso, se l'impianto di cogenerazione viene alimentato con gas naturale, come ipotizzato nel presente lavoro di tesi, le emissioni di SO_x, particolato, metalli pesanti ed altre sostanze nocive sono nulle o trascurabili. In ultimo è utile rimarcare che, affinché un impianto di cogenerazione alimentato con combustibili fossili possa configurarsi come un sistema energetico effettivamente efficiente ed a basso impatto ambientale, una condizione assolutamente necessaria è costituita dalla presenza, in prossimità dello stesso, di un'utenza termica in grado di utilizzare una frazione importante dell'energia termica in uscita dal ciclo termodinamico e altrimenti dispersa nell'ambiente. Ovviamente, questo obiettivo risulta sempre più difficile all'aumentare della taglia dell'impianto. Ciò giustifica il crescente interesse verso la produzione combinata distribuita di piccola e media taglia, sebbene, per le tecnologie attualmente disponibili, la diminuzione della potenza si accompagna sempre ad una diminuzione del rendimento elettrico (Fig. 22) e alla necessità di un utilizzo sempre più spinto dei reflui termici del motore primo termico (Fig. 3).

3 Metodologia di calcolo

Nel presente capitolo ci si propone di illustrare i criteri fondamentali che sono alla base della metodologia di calcolo utilizzata per condurre le analisi energetiche. Tale metodologia, come sarà mostrato nel seguito, consente di simulare l'esercizio dell'intero impianto con cadenza oraria e su una base temporale di un anno, dopo che si sia ricostruita la storia dei carichi richiesti da una specifica utenza sulla base di dati pregressi dei consumi elettrici e termofrigoriferi. Ciò permette di condurre, in maniera semplificata, un'approfondita analisi di sensibilità dei risultati energetici ed economici alle diverse variabili interessate. In particolare, lo studio condotto in merito all'interazione cogeneratore-utenza, può essere sintetizzato in tre punti fondamentali:

- a) Individuazione delle variabili del problema e delle relative dipendenze funzionali.
- b) Definizione di procedure finalizzate all'ottimizzazione energetica/economica dei risultati.
- c) Applicazione all'utenza Ospedale S. Paolo di Napoli (stima delle curve di carico, dimensionamento di massima del cogeneratore e dell'eventuale assorbitore, definizione del campo di funzionamento dei gruppi, risultati attesi) e analisi dei risultati.

Dei primi due punti si riferisce nel presente capitolo, mentre si rimanda al capitolo V per quanto concerne l'analisi dei risultati.

3.1 Analisi parametrica dei processi cogenerativi basati su motore primo termico

Al fine di ottenere utili informazioni circa la variabilità dei principali indicatori energetici, economici ed ambientali viene proposta, in una forma che prescinde dalla specificità delle singole realizzazioni, un'analisi parametrica dell'esercizio di un impianto di cogenerazione. Le indicazioni che ne derivano sono particolarmente utili per l'implementazione degli algoritmi di calcolo utilizzati per lo studio di questi sistemi. L'analisi, dunque, è stata condotta facendo riferimento alle variabili capaci di decretare, attraverso la loro influenza sul processo di produzione combinata di calore e lavoro, il successo ovvero il fallimento energetico ed economico di un impianto di cogenerazione. Si è cercato di tenere in conto, per quanto possibile, degli aspetti normativi legati alla promozione dei processi cogenerativi, con l'obiettivo di individuare, altresì, eventuali limiti nella legislazione vigente alla luce degli obiettivi fissati in sede Comunitaria. Inoltre, ove possibile, si è cercato di ricondurre la generalità dell'analisi teorica nell'ambito di una casistica legata ad applicazioni reali.

Per quanto riguarda la configurazione impiantistica della generica utenza di riferimento, si è sempre inteso che i carichi termici siano soddisfatti mediante l'utilizzo di caldaie alimentate a metano. Si è ipotizzato, inoltre, per le caldaie un "rendimento" termico medio $\eta = 0.9$ (a meno di diverse indicazioni per quanto concerne il calcolo degli indici legislativi), mentre si è fissato pari a $\eta_{ERIF} = 0.4$ il rendimento del parco termoelettrico nazionale, così come indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Il valore apparentemente elevato del rendimento di caldaia, almeno nel settore civile, in prospettiva può ritenersi verosimile alla luce della crescente penetrazione di unità a condensazione (caratterizzate da rendimenti maggiori dell'unità se si fa riferimento al potere calorifico inferiore del combustibile), anche grazie a ripetute campagne di incentivazione attuate mediante il meccanismo del credito d'imposta e mirate alla sostituzione delle vecchie caldaie con sistemi ad alta efficienza. Si è cercato, dunque, di non esporre l'analisi al rischio di una sopravvalutazione dei risultati

conseguibili e di tenere in conto dello scenario prossimo futuro. L'indagine, in particolare, fa riferimento ad applicazioni cogenerative con motore alternativo a combustione interna, considerata la posizione dominante di questa tecnologia nel campo delle piccole e medie potenze (fino a 3-5 MW), almeno nei casi in cui siano presenti richieste termiche a bassa temperatura.

Al fine di poter valutare in quale misura il rendimento elettrico di una sezione cogenerativa, e quindi la taglia se si circoscrive l'analisi ad impianti funzionanti a punto fisso in condizioni nominali, influenza il risparmio energetico della produzione combinata, è necessario determinare una relazione che leghi il rendimento elettrico del gruppo motore-alternatore al "rendimento" termico teorico conseguibile. Lo scopo è quello di ottenere una semplice espressione analitica, anche se di primissima approssimazione, in grado di descrivere qualitativamente il legame esistente fra i due rendimenti caratteristici di un cogeneratore. Un più rigoroso bilancio energetico, che abbia la pretesa del rigore scientifico, richiederebbe l'uso di strumenti di indagine ben più complessi, il che esula dagli obiettivi della presente trattazione. La relazione utilizzata, peraltro confortata dai valori riportati sui cataloghi commerciali di alcuni dei maggiori Costruttori, almeno nel campo di potenze elettriche comprese nell'intervallo 0.6÷3MW, è la seguente:

$$\eta_t = 1 - \eta_e - 0.1 \quad (8)$$

L'ipotesi di considerare quasi costante l'aliquota dell'energia potenziale termica del combustibile non recuperabile può trovare, peraltro, un'interpretazione fisica. Se si suppone, infatti, che nel funzionamento a punto fisso il rendimento di combustione ed il rendimento meccanico dei singoli motori siano confrontabili, la differenza di rendimento globale al variare della taglia è riconducibile al diverso rendimento del ciclo reale. A meno della frazione dell'energia potenziale termica del combustibile perduta a causa dei fenomeni radiativi, dunque, si può ipotizzare che la frazione dell'energia termica addotta al fluido motore che non viene resa sotto forma di lavoro utile all'asse sia disponibile come contenuto entalpico dei fumi e dei fluidi motore. Quest'energia risulta, almeno in teoria, recuperabile ai fini cogenerativi. Se si suppone, a questo punto, che la frazione dell'energia potenziale termica del combustibile non recuperabile (perdite per irraggiamento, perdite riconducibili al contenuto entalpico residuo dei gas esausti all'uscita dallo scambiatore a recupero, perdite dovute alle irreversibilità (attriti etc.), perdite per incombusti, perdite dovute al rendimento elettrico del generatore accoppiato dal motore, etc.) sia costante (e pari al 15%) al variare della taglia del motore alternativo considerato e dal generatore elettrico ad esso accoppiato, è possibile descrivere il legame funzionale fra il rendimento elettrico e termico del sistema mediante una relazione lineare come quella riportata nella (1). Questa, rappresentata nel campo dei rendimenti elettrici compresi nell'intervallo 0.38-0.42 (300÷3000kW), è riportata in Fig. 26.

È possibile, a questo punto, valutare l'influenza del rendimento elettrico del gruppo motore-generatore, rappresentativo della taglia dell'impianto, sul Risparmio di Energia Primaria (REP) potenzialmente conseguibile ricorrendo ad un impianto di cogenerazione:

$$RE = 1 - \frac{1}{\eta_t} \quad (9)$$

Il valore così calcolato (vedi Fig. 27), ovviamente, è solo ideale; la (9), infatti, è valida nelle ipotesi di totale sfruttamento dei reflui termici del motore, qualificando la sola energia erogata dal cogeneratore senza tenere in conto di eventuali eccedenze o integrazioni di energia.

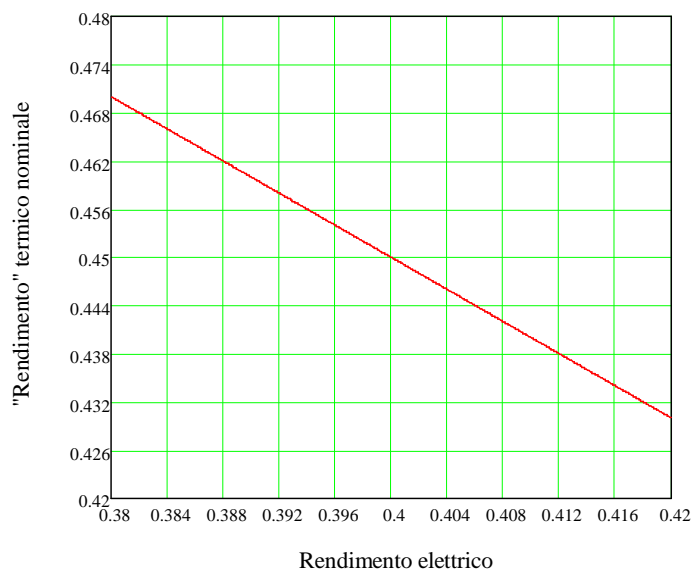


Fig. 26 - Variazione del "rendimento" termico con il rendimento elettrico del cogeneratore.

La formulazione del REP utilizzata è analoga a quella dell'Indice di Risparmio Energetico. Nella (9), però, non compare alcun coefficiente correttivo che tenga in conto delle perdite di trasformazione; inoltre il rendimento elettrico e termico di riferimento sono sostituiti rispettivamente dal rendimento convenzionale di centrale e dal rendimento medio di caldaia ipotizzato (η). La Fig. 27 mostra in maniera evidente come, al fine di massimizzare il risparmio energetico conseguibile, sia indispensabile perseguire la massimizzazione della taglia dell'impianto compatibilmente con le richieste elettriche e termiche dell'utenza, ovvero preferire soluzioni caratterizzate dal miglior rendimento elettrico a parità di taglia. Tale indicazione è valida tanto più se si considera che nella formulazione del REP ad un aumento del rendimento elettrico si accompagna un decadimento del rendimento termico, secondo quanto riportato nella (1). Questo decadimento è, peraltro, ben rappresentato dalla diminuzione del Limite Termico del cogeneratore, ovvero della frazione dell'energia utile totale erogata dai gruppi (elettrica più termica) recuperata ed effettivamente utilizzata sotto forma di calore (Fig. 28).

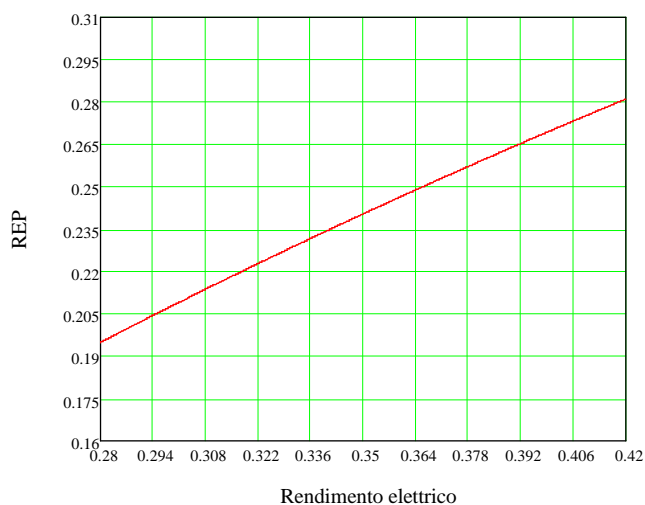


Fig. 27 - Variazione del risparmio energetico con il rendimento elettrico dell'impianto.

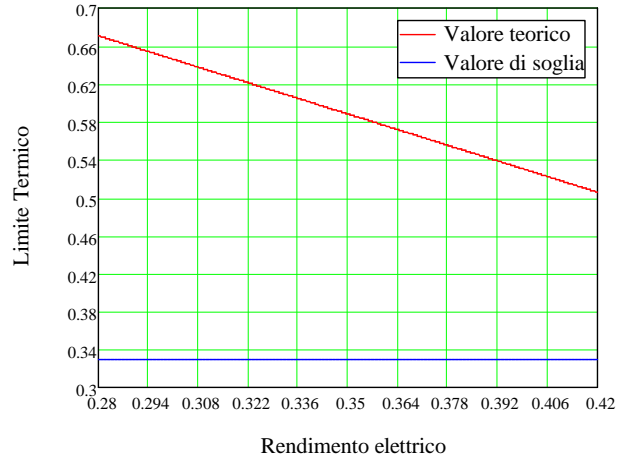


Fig. 28 - Variazione del limite termico con la taglia (rendimento elettrico) del cogeneratore.

La Fig. 29 mostra come la curva rappresentativa dell'indice legislativo IRE risulti sempre traslata verso l'alto rispetto al REP di un valore circa uguale a 0.10 (l'IRE è stato calcolato con riferimento al caso di impianti con potenza elettrica fino a 10MW alimentati a gas metano ed asserviti ad utenze di tipo civile).

Nel seguito, per quanto concerne valutazioni di tipo energetico, si farà sempre riferimento al REP, in quanto indicativo dell'effettivo risparmio energetico conseguibile. L'IRE costituisce, infatti, un parametro corretto che, soprattutto per quanto riguarda la generazione elettrica, utilizza quali rendimenti di riferimento valori non rappresentativi delle reali potenzialità della generazione termoelettrica nazionale. L'introduzione dell'IRE da parte del legislatore è peraltro giustificato dall'esigenza di avere uno strumento standardizzato per il riconoscimento legale della cogenerazione, ma che non penalizzi gli impianti di piccola taglia. A questi ultimi, infatti, riconosce condizioni di riferimento più favorevoli (η_e , $i_f \eta_t$, i_f , più bassi), a compensazione dei valori intrinsecamente più bassi del rendimento elettrico e quindi del REP¹.

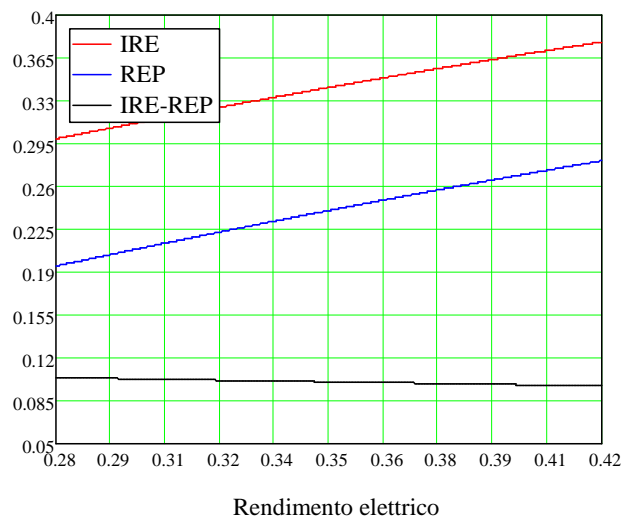


Fig. 29 - Confronto fra IRE e REP al variare del rendimento elettrico del cogeneratore.

¹ Si consideri, inoltre, che per impianti di potenza inferiore ai 500 kW (η_e inferiori a 0.39) la frazione dell'energia termica del combustibile non recuperabile può risultare ben superiore al 15% ed i risultati energetici, quindi, inferiori a quelli mostrati in Fig. 29.

Come già sottolineato, però, i risultati mostrati finora sono puramente teorici. Si intende valutare, ora, come l'eventuale impossibilità di una completa utilizzazione dei reflui termici incide sul Risparmio di Energia Primaria, assegnato che sia il cogeneratore e la sua logica di esercizio (ON/OFF). Tale eventualità si verifica in tutte le realizzazioni in cui:

- Il motore risulta sovradimensionato, almeno in alcune ore, rispetto alle esigenze termiche dell'utenza.
- I livelli termici dei fluidi termovettori dell'utenza sono incompatibili con lo sfruttamento completo dei reflui termici a più bassa temperatura.

In questi casi il rendimento termico effettivo risulta minore del rendimento termico nominale. Si consideri, a tal proposito, il caso di un impianto di cogenerazione con motore alternativo a combustione interna capace di erogare, nelle condizioni nominali di funzionamento, 1MW elettrico con un rendimento $\eta_e = 0.399$ e caratterizzato da un rendimento termico nominale di 0.451, secondo quanto indicato dalla (1). Definita, dunque, mediante la consueta notazione la frazione della potenza termica teoricamente disponibile effettivamente utilizzata, secondo la seguente formulazione:

$$= \frac{t}{P_t} = \frac{P_t}{P_t} \quad (10)$$

si sono riportati in Fig. 30 i grafici delle funzioni $RE = RE$ e $IRE = IRE$.

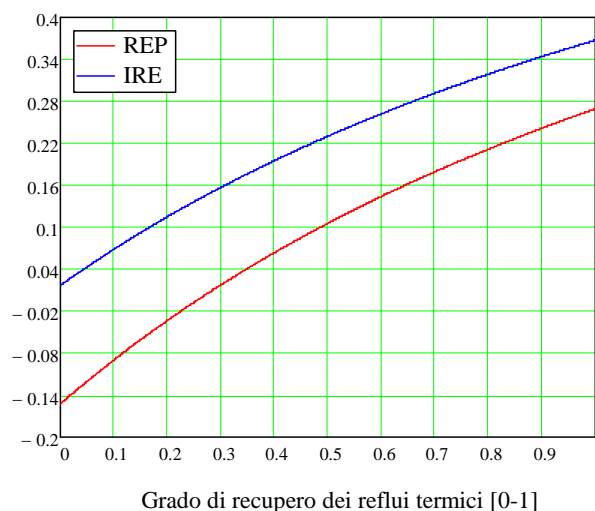


Fig. 30 – Variabilità del REP e dell'IRE con il grado di recupero dei reflui termici del cogeneratore.

Risulta evidente come non sia possibile conseguire benefici energetici se non si raggiunge un certo valore minimo del rendimento termico effettivo o, equivalentemente, un certo grado di recupero dei reflui termici. Ciò è principalmente imputabile all'impossibilità, per la classe di motori alternativi in questione, di competere con il parco termoelettrico nazionale sul piano dell'efficienza nella generazione elettrica (η_e assume sempre valori minori dell'unità, persino per potenze di alcuni MW elettrici). Emerge, quindi, quale requisito imprescindibile per garantire il successo energetico della pratica cogenerativa, la priorità assoluta del recupero termico. La Fig. 30 mostra, inoltre, come l'IRE restituisca valori positivi anche in corrispondenza di una dissipazione totale dei reflui termici del cogeneratore in esame, a conferma di come esso non possa essere considerato un indicatore energetico attendibile.

Il corretto dimensionamento dell'impianto, quindi, è fondamentale per garantire il successo energetico della cogenerazione. Un non adeguato sfruttamento della potenza termica teoricamente resa può far precipitare il REP fino a valori negativi indicativi di un aggravio energetico del sistema proposto rispetto alla generazione separata delle

medesime quantità di energia, persino nel caso di impianti caratterizzati da elevati valori del rendimento elettrico; al contempo, è opportuno definire con particolare attenzione la logica di gestione del cogeneratore, in modo da prevedere fermate, anche con cadenza giornaliera, nelle ore in cui il rendimento termico si discosta troppo dal suo valore nominale.

Si osservi, però, come il REP, restituendo una misura dell'efficienza nello sfruttamento dell'energia potenziale termica del combustibile in ingresso al cogeneratore nei confronti della produzione separata delle stesse quantità di energia, sia del tutto insensibile al fatto che l'energia elettrica generata venga utilizzata dall'utenza oppure immessa in rete; non interessa, in sostanza, se una parte di essa costituisce delle eccedenze né se si presenta la necessità di integrazioni (elettriche e/o termiche) per far fronte alle richieste dell'utenza, ma solamente l'efficienza con cui l'energia viene generata ed utilizzata. Nella definizione di una logica di esercizio ottimizzata, quindi, è richiesta una formulazione del REP più articolata, che restituisca il vantaggio energetico dell'esercizio dell'intero impianto comprensivo dei sistemi di integrazione e non del solo cogeneratore.

Considerate le finalità ambientali che hanno ispirato il legislatore, si intende valutare la misura con cui il risparmio di energia primaria garantito dal ricorso alla cogenerazione si traduce in minori emissioni di CO₂ per l'intero impianto. Il particolare scenario energetico nazionale, in cui la produzione elettrica è demandata ad un parco termoelettrico disomogeneo che fa ricorso a combustibili fossili di varia natura, giustifica ancor più considerazioni in merito. Questo contesto, infatti, deve confrontarsi con una realtà cogenerativa nella quale un ruolo dominante svolge il gas naturale. È lecito, dunque, chiedersi in quale misura i benefici in termini energetici si traducono in benefici sui livelli emissivi. Le successive analisi, in particolare, fanno riferimento ad una produzione elettrica cogenerata unitaria al fine di poter ottenere risultati del tutto generali e facilmente estendibili a impianti di diversa taglia. Si è supposto, inoltre, che l'impianto motore operi sempre a punto fisso nelle condizioni nominali di massima efficienza.

Si consideri, in un primo momento, il caso di un impianto dimensionato sul picco del carico elettrico e capace di sopperire totalmente alle richieste di carico termico dell'utenza (assenza di integrazioni). Potrebbe essere il caso, ad esempio, di un impianto al servizio di un'utenza isolata (Stand-Alone), ma anche, con una certa approssimazione, di un impianto domestico di micro cogenerazione. Si supponga, dunque, che in corrispondenza delle fasi di accensione del motore l'energia elettrica prodotta sia tale da rendere l'utenza energeticamente autosufficiente, con al più eccedenze elettriche scambiate con la rete.

Assegnati i coefficienti unitari di emissione di CO₂ equivalente, così come definiti in precedenza, è stato possibile stimare i vantaggi ambientali conseguibili rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia. I risultati, diagrammati in funzione della frazione dell'energia termica effettivamente utilizzata, e quindi del rendimento termico effettivo, sono mostrati nella Fig. 31.

È interessante notare come nelle suddette ipotesi, anche in condizioni di esercizio corrispondenti ad un aggravio energetico del sistema (REP negativi conseguenti a forti dissipazioni dei reflui termici), sia possibile stimare riduzioni delle emissioni clima alteranti dell'ordine del 16%. Il risultato, apparentemente ambiguo, è giustificato se si considera che il vantaggio in termini emissivi è strettamente legato al risparmio di energia primaria soltanto nel caso in cui sia la produzione separata che quella combinata siano sostenute ricorrendo allo stesso combustibile. Nello scenario energetico italiano, dunque, il ruolo rilevante delle vecchie centrali alimentate a carbone o petrolio riduce di molto la soglia del risparmio energetico oltre la quale è possibile conseguire una riduzione delle emissioni di CO₂. Ciò conferma, ancora una volta, come qualunque considerazione energetica ed ambientale riguardante i sistemi di cogenerazione non possa prescindere dal contesto di riferimento entro il quale si è chiamati ad operare.

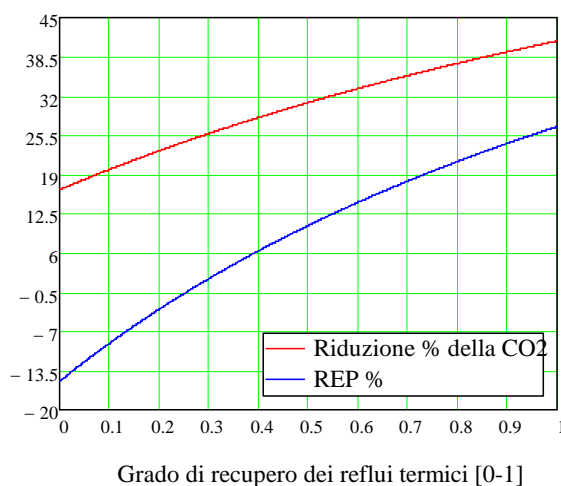


Fig. 31 - Variazione del REP e della riduzione delle emissioni di CO₂ in funzione del grado di recupero dei reflui termici.

La progressiva riconversione (Repowering) delle vecchie centrali termoelettriche, o la loro sostituzione, limiterà il vantaggio in termini di emissioni della cogenerazione nel campo dei valori positivi del REP. D'altro canto, in uno ipotetico scenario futuro che vedesse la produzione elettrica totalmente demandata ad impianti a fonti rinnovabili, il conseguimento di un vantaggio sulle emissioni di CO₂ degli impianti di cogenerazione con motore primo termico sarebbe vincolata all'utilizzo dei biocombustibili (limitatamente alla sola produzione di energia termica). L'alternativa sarebbe il ricorso a tecnologie cogenerative realmente innovative, che non prevedano processi di combustione nelle fasi di conversione dell'energia (celle a combustibile, sistemi PVT, etc.).

Si potrebbe obiettare, comunque, che la legislazione vigente sembrerebbe impedire, nelle ipotesi fatte e con i limiti imposti all'IRE ed al LT, il ricorso alla cogenerazione in condizioni (richieste termiche modeste o nulle) che potrebbero comportare riduzioni delle emissioni di CO₂ dell'ordine del 15%. Tale conclusione, però, prescinde da qualunque considerazione di carattere energetico ed economico che riguardi il sistema Paese. Il limite inferiore imposto all'IRE, ad esempio, può tradursi in un sensibile risparmio delle importazioni di fonti di energia primaria (nell'ottica di una riduzione della dipendenza energetica dall'estero), con una conseguente riduzione dei costi della "bolletta" energetica nazionale. Nella stessa direzione, si vedrà, conducono le valutazioni relative al costo del kWh elettrico, dalle quali emerge come l'esercizio di un cogeneratore che realizza un modesto recupero termico sia certamente in perdita. L'introduzione di valori di soglia per il LT, d'altronde, trova giustificazione proprio nella necessità di scoraggiare l'installazione di impianti orientati alla generazione elettrica. Non è difficile, infatti, per impianti di media e grande taglia rispettare i vincoli sull'IRE a prescindere dall'entità del recupero termico, data la loro elevata efficienza (Fig. 30); In tal caso, però, verrebbe svilita la logica stessa che è alla base della produzione combinata ed i relativi vantaggi lentamente vanificati da una generazione elettrica affidata sempre più ad impianti a ciclo combinato, visti i loro maggiori rendimenti elettrici e l'utilizzo del gas naturale. D'altra parte, l'adozione di un valore di soglia per il risparmio energetico è del tutto giustificato se si considera che questo comporta "semplicemente" un corretto dimensionamento dell'impianto ed un'adeguata scelta tecnologica, oltre che l'adozione di un'opportuna logica di esercizio, e che la riduzione delle emissioni di CO₂ è comunque strettamente legata all'aumento del REP (Fig. 32).

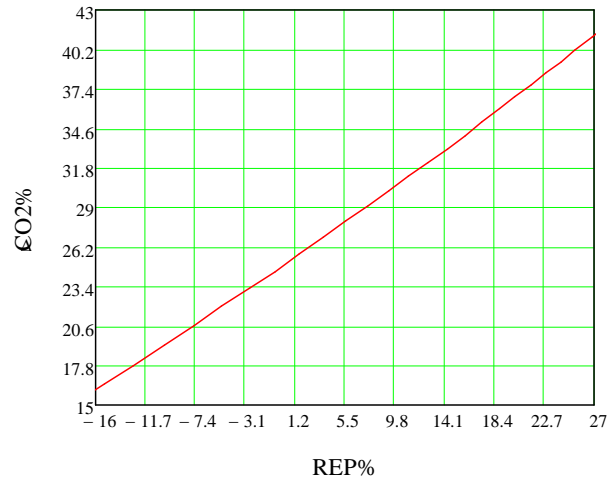


Fig. 32 - Riduzione delle emissioni di CO₂ al variare del risparmio di energia primaria del cogeneratore.

Si consideri, adesso, il caso in cui i reflui termici dell'impianto motore termico non siano sufficienti a soddisfare i fabbisogni dell'utenza. Si intende, così, valutare in quale misura la necessità di integrazioni di energia termica incide sulla riduzione delle emissioni di CO₂ dell'intero sistema. L'analisi può essere altresì interpretata come un'indagine sul ruolo del dimensionamento dell'impianto sul successo energetico ed ambientale della soluzione cogenerativa. Queste condizioni possono ritenersi rappresentative di realizzazioni cogenerative asservite ad utenze caratterizzate da grosse richieste di energia termica. Al fine di caratterizzare dal punto di vista energetico l'utenza, si introducono l'indice $R = \frac{E_t}{E_e}$, definito come rapporto tra l'energia termica ed elettrica richieste in un particolare intervallo temporale, e l'indice $i = \frac{E_{tint}}{E_t}$, definito come rapporto tra l'energia termica da integrare e quella cogenerata. La Fig. 33 riporta la riduzione delle emissioni di CO₂ al variare dell'indice "i" e quindi di R.

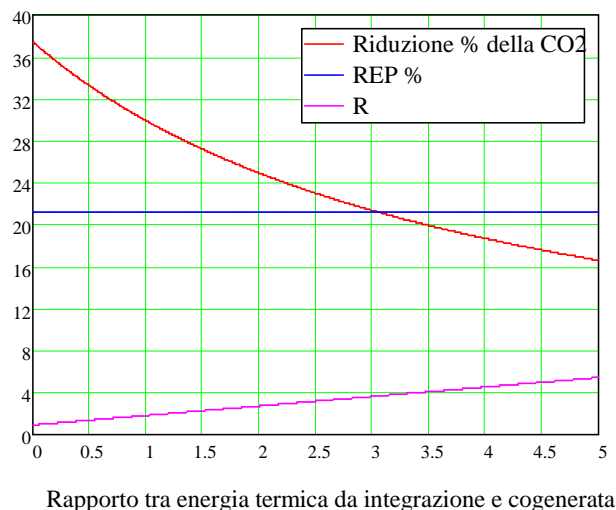


Fig. 33 - Riduzione percentuale delle emissioni di CO₂ al variare del rapporto fra energia termica integrata ed energia termica cogenerata.

Il diagramma è stato ottenuto nell'ipotesi che la frazione dell'energia termica recuperata costituisca l'80% di quella teoricamente disponibile e che le prestazioni delle caldaie integrative siano le stesse delle caldaie del sistema di

riferimento. Ovviamente, poiché la differenza tra le emissioni assolute del sistema proposto e quelle del sistema di riferimento (impianto preesistente) è costante all'aumentare del livello di integrazione, data l'equivalenza fra i due sistemi per quanto riguarda tutta l'energia integrata, ne consegue una riduzione percentuale del vantaggio della cogenerazione man mano che si considerano impianti sempre più sottodimensionati dal punto di vista termico ("i" crescente), ovvero nel caso di utenze caratterizzate da richieste di carico sbilanciate verso il termico ("R" crescente). Il REP del cogeneratore, invece, è una grandezza costante una volta fissate le prestazioni energetiche del sistema (rendimento elettrico e rendimento termico effettivo). A differenza del caso precedente, infatti, la non autosufficienza del sistema non consente di considerare il REP del cogeneratore rappresentativo dell'intero impianto.

Se invece si fosse considerato il risparmio di energia primaria conseguito dall'intero sistema proposto, inclusi i sistemi integrativi, le curve rappresentative delle due grandezze avrebbero avuto un andamento analogo. Affinché la tecnica cogenerativa garantisca i risultati ambientali che si prefigge, quindi, è fondamentale che la scelta del cogeneratore sia adeguata alle esigenze termiche dell'utenza, scongiurando il ricorso a soluzioni eccessivamente sottodimensionate, caratterizzate dalla necessità di grosse integrazioni mediante caldaia. Al contrario, per impianti sottodimensionati è molto semplice rientrare nei limiti previsti per il riconoscimento dei benefici di legge (le integrazioni non sono vincolate) e garantire, come si vedrà, tempi di pay-back interessanti. Si consideri, infine, il caso di un impianto di cogenerazione perfettamente capace di sopperire alle richieste termiche dell'utenza; questa, però, necessita di integrazioni di energia elettrica dalla rete. Analogamente a quanto fatto precedentemente si introduce l'indice $j = \frac{E_{eint}}{E_e}$, definito come il rapporto fra l'energia elettrica integrata dalla rete e quella erogata dai gruppi di

cogenerazione. La riduzione dei livelli emissivi in funzione del livello di integrazione richiesta "j", è riportato in Fig. 34.

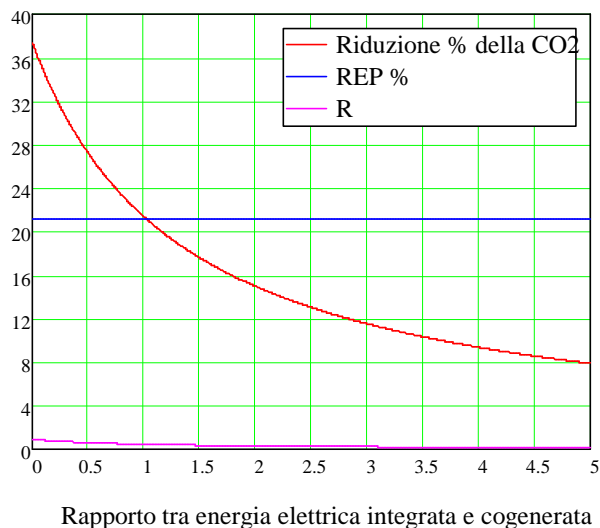


Fig. 34 - Riduzione percentuale delle emissioni di CO₂ al variare del rapporto fra energia elettrica integrata ed energia elettrica cogenerata.

Anche in questo caso, prescindendo da considerazioni di carattere economico, si nota come spostandosi nel campo dei motori sottodimensionati dal punto di vista elettrico ("j" crescente), ovvero verso utenze caratterizzate da richieste di carico sbilanciate verso l'elettrico ("R" decrescente), si riscontrano vantaggi sempre più esigui in termini di riduzione percentuale delle emissioni di CO₂. Va precisato che dal punto di vista fiscale il legislatore tende a favorire soluzioni

maggiormente equilibrate, caratterizzate da livelli di integrazione limitati. Infatti, l'estensione del regime fiscale industriale (imposta industriale) ai consumi di metano delle utenze civili, sia per quanto concerne il cogeneratore che le caldaie integrative, è riconosciuto solo se l'energia elettrica generata costituisce almeno il 10% dell'energia primaria da combustibile utilizzata dall'intera utenza, ovvero se:

$$\frac{E_e}{E_{,metan}} \geq 0.10 \quad (11)$$

Tale rapporto, interpretabile come una sorta di rendimento elettrico dell'intero impianto, sembra rispondere alla volontà del legislatore di scoraggiare economicamente realizzazioni eccessivamente sottodimensionate, che pur rispetterebbero i vincoli per il riconoscimento della cogenerazione. Impianti di questo tipo, infatti, vedrebbero un notevole abbattimento percentuale del risparmio di energia primaria dell'intero impianto, rendendo di fatto trascurabili i vantaggi della produzione combinata.

Le stesse considerazioni possono essere facilmente estese al caso di impianti sottodimensionati sia dal punto di vista termico che elettrico, presentando le stesse problematiche (circa i livelli emissivi, il REP dell'intero impianto, etc.) e anomalie (riguardo la loro capacità di rientrare nei limiti imposti all'IRE ed al LT). Poiché i massimi benefici ambientali ed energetici si riscontrano in corrispondenza di valori nulli delle integrazioni, si evince come la configurazione ideale preveda il cogeneratore perfettamente dimensionato sul fabbisogno energetico dell'utenza, al più surdimensionato per quanto riguarda la generazione elettrica. Ciò si può esprimere richiedendo che il rapporto tra l'energia elettrica e termica erogata dai gruppi (indice elettrico), caratteristico della tecnologia cogenerativa adottata, della taglia, e dei livelli di temperatura richiesti dall'utenza, debba essere maggiore o al più uguale al rapporto "R" dei corrispondenti carichi richiesti dall'utenza, con l'energia termica cogenerabile pari al carico termico richiesto dall'utenza.

Per quanto riguarda la determinazione della redditività del funzionamento del cogeneratore si è già accennato al ruolo fondamentale svolto dalle eccedenze elettriche a causa del prezzo al quale queste sono ritirate nel caso di impianti di potenza superiore ai 200KW elettrici². Una buona stima della redditività dell'esercizio del cogeneratore, infatti, è determinata attraverso il confronto fra due grandezze: il costo unitario dell'energia elettrica generata ed il rispettivo costo unitario di riferimento, calcolati così come segue:

$$ue, \quad \bar{g} = \frac{C}{t} + \frac{t \cdot ff \cdot C}{t} \quad (12)$$

$$ue, \quad if = \frac{C \cdot E}{E} + \frac{t \cdot P \cdot E}{t \cdot E} \quad (13)$$

La suddetta formulazione suggerisce in primo luogo come, per assegnati valori delle grandezze che compaiono nella definizione dei due costi, anche la convenienza economica a cogenerare sia direttamente influenzata dal rendimento termico effettivo, come peraltro riportato nella Fig. 35 (sulla definizione delle diverse voci di costo si tornerà con maggiore dettaglio successivamente). Il grado di recupero termico, infatti, determina l'entità del costo evitato riconducibile al mancato consumo di metano a seguito del recupero di energia termica.

² Agli impianti di potenza inferiore a tale soglia è riconosciuta la possibilità di operare in regime di scambio sul posto, analogamente a quanto avviene per gli impianti fotovoltaici.

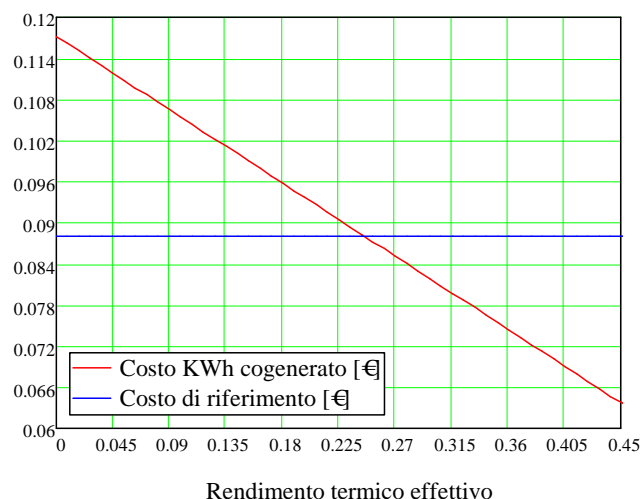


Fig. 35 - Costo unitario dell'energia elettrica cogenerata al variare del rendimento termico effettivo.

È evidente come al di sotto di un certo livello di recupero dei reflui termici sia economicamente conveniente spegnere l'impianto, prelevando dalla rete di distribuzione le quantità di energia elettrica e di metano necessarie per soddisfare le esigenze dell'utenza. Quest'aspetto è chiaramente mostrato nella Fig. 36, la quale riporta la redditività per kWh cogenerato ($ue, if ue,)$ come funzione del rendimento termico effettivo, unitamente ad un prefissato valore di soglia (0.01€).

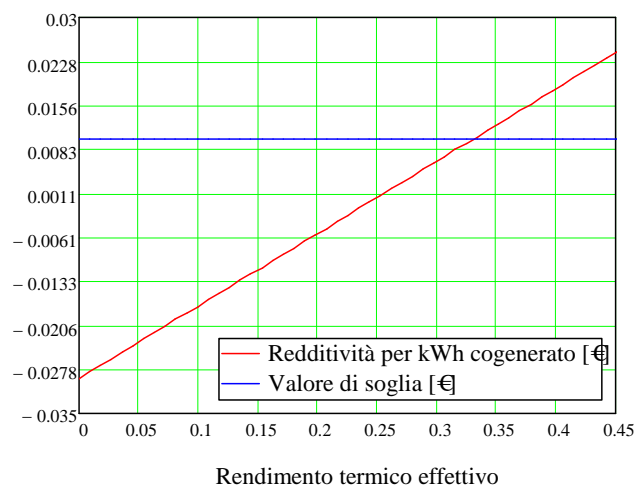


Fig. 36 – Redditività per unità di energia elettrica cogenerata al variare del rendimento termico effettivo.

Lo sfruttamento intensivo del calore potenzialmente recuperabile risulta decisivo, quindi, per poter competere con i costi di generazione del sistema elettrico nazionale e di esercizio delle caldaie a metano. La Fig. 37 mostra, invece, l'incidenza sulla redditività del rapporto fra l'energia elettrica autoconsumata e quella totale cogenerata nel caso di impianti di potenza superiore ai 200kW elettrici.

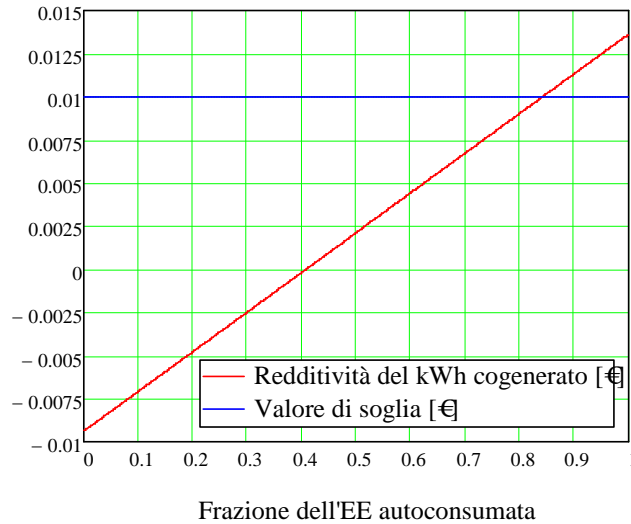


Fig. 37 - Redditività del kWh cogenerato al variare della frazione dell'energia elettrica autoconsumata.

È evidente come la frazione di energia elettrica eccedente (complemento ad 1 della frazione autoconsumata) giochi un ruolo altrettanto decisivo nella definizione delle condizioni di redditività, giustificato dal rapporto non paritario fra prezzo di vendita e costo di acquisto dell'energia elettrica. Fissati il rendimento termico effettivo e la frazione dell'energia elettrica autoconsumata, l'analisi può, infine, essere ripetuta per valutare l'incidenza sulla redditività del rapporto fra prezzo di vendita e costo di acquisto (Fig. 38).

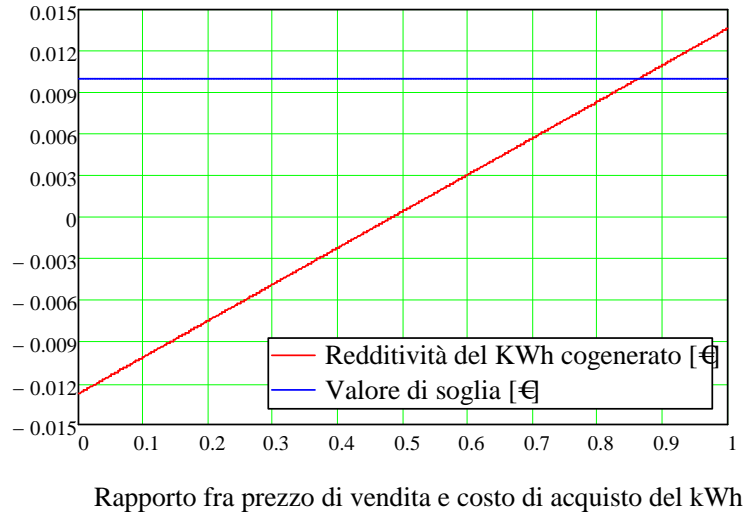


Fig. 38 – Redditività del kWh cogenerato in funzione del rapporto fra prezzo di vendita e costo d'acquisto.

Le precedenti considerazioni sono tali da giustificare un'attenta discussione circa l'opportunità di estendere i benefici di una gestione dell'energia elettrica versata in rete dagli impianti di cogenerazione secondo il regime di Net metering (scambio sul posto) anche al caso di impianti di taglia superiore ai 200kW, seppure nell'ambito di provvedimenti tesi a scoraggiare soluzioni non finalizzate all'autoconsumo.

E' chiaro, infine, come attraverso una valutazione puntuale della redditività (o del risparmio energetico globale) sia possibile definire una gestione ottimizzata dell'impianto, finalizzata alla minimizzazione del tempo di rientro del capitale investito.

3.2 Definizione di strategie di gestione ottimizzate

Una delle scelte alla base della procedura di calcolo ha riguardato, al fine di conseguire un sufficiente livello di accuratezza nella stima dei risultati attesi, la rappresentazione delle variabili di interesse attraverso i rispettivi valori medi orari; il ché, se da un lato offre la possibilità di “simulare”, nell’arco di un anno, il funzionamento dell’intero impianto con cadenza oraria, dall’altro impone che la stima dei carichi dell’utenza avvenga con adeguato livello di dettaglio. Quest’obiettivo, come sarà mostrato nel seguito, non è sempre facile da raggiungere, offrendo non pochi margini di incertezza che, in cascata, si ripercuotono sull’attendibilità dei risultati. Questi sono stati ottenuti imponendo per ogni cogeneratore una logica di funzionamento del tipo ON/OFF, ovvero con cogeneratore acceso oppure spento in funzione della redditività o della convenienza energetica del suo esercizio.

Non potendo prescindere, quindi, da una stima dei costi di esercizio dell’impianto, è stato necessario caratterizzare la curva del carico elettrico sulla base della fascia di prelievo dalla rete. Tutte le analisi poggiano le basi sulla determinazione della potenza termica media oraria cogenerata, calcolata mediante considerazioni di carattere termodinamico. Essa è indispensabile per la definizione del campo di funzionamento dei gruppi sia nel caso si persegua una massimizzazione dei risultati energetici che economici. Nel primo caso si escludono dal campo di funzionamento del cogeneratore tutte le ore dell’anno in cui il contributo al risparmio di energia primaria risulta negativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia. Nel secondo caso si impone lo spegnimento dei gruppi ogni qual volta il costo del kWh di energia elettrica cogenerata ($CE_{uecog}(h)$, €/kWh) risulta superiore al costo di riferimento ($CE_{uerif,Fi}(h)$, €/kWh). I due costi sono definiti come segue:

$$CE_{uecog}(h) = \frac{1}{\eta_e \cdot H_i} \cdot C_{umcog} - \frac{1}{\eta_e \cdot H_i} \cdot \frac{\eta_t(h)}{\eta_c} \cdot C_{um} + M \quad (14)$$

$$CE_{uerif,Fi}(h) = \frac{C_{ueFi} \cdot E_{eautFi}(h) + P_{ueFi} \cdot E_{ecccFi}(h)}{E_{eautFi}(h) + E_{ecccFi}(h)} \quad (15)$$

dove:

- $C_{umcog} = T + I_{um} \cdot \left(1 - \frac{\eta_e}{0,417}\right)$ rappresenta il costo unitario del combustibile (€/Nm³) utilizzato per

l’alimentazione del cogeneratore al netto della defiscalizzazione riconosciuta al gas naturale, nel caso di utilizzo in impianti per la generazione elettrica, nella misura di 0.250 Nm³/kWh elettrico (equivalente ad un rendimento di soglia pari a 0.417).

- $C_{um} = T + I_{um}$ è, invece, il costo del combustibile (€/Nm³) per l’alimentazione delle caldaie, non soggetto in alcun caso a defiscalizzazione. Il valore dell’imposta sul combustibile è fortemente variabile e costituisce un importante leva fiscale nel caso di utenze del settore industriale, per le quali assume un valore decimato rispetto ad utenze di tipo civile. Il rispetto di determinati requisiti di legge permette, comunque, alle utenze civili di vedersi riconosciuto lo stesso regime fiscale che compete agli opifici industriali.

La formulazione del costo $CE_{uerif,Fi}(h)$, media pesata tra il costo di acquisto dell’energia elettrica ed il prezzo di vendita, trova giustificazione se si considera che l’eventuale spegnimento dei gruppi configura un esborso unitario pari al costo del kWh per quanto concerne l’aliquota dell’energia elettrica cogenerata autoconsumata dall’utenza ed un mancato introito, quindi un costo, pari al prezzo di vendita dell’energia per quanto concerne l’aliquota dell’energia

elettrica eccedente. Solo nell'eventualità in cui la potenza elettrica erogata dall'impianto non ecceda il carico richiesto il costo di riferimento si riduce semplicemente al costo del kWh.

La verifica, ora per ora, del valore assunto dalla grandezza $\Delta CE_{ue}(h) = CE_{uerif,Fi}(h) - CE_{uecog}(h)$ ed il successivo confronto con un valore di soglia tollerato, dipendente dai margini di incertezza³ da cui è affetta l'analisi e dal livello di accuratezza del modello, permette di determinare il campo di funzionamento del cogeneratore in condizioni di redditività. Restano così determinati la copertura dei carichi elettrici, termici e frigoriferi ed il numero di ore/anno di accensione/spegnimento, insieme ad una stima degli indicatori energetici complessivi della soluzione proposta (rendimento di primo principio: CUC) e una previsione sugli indici definiti dal legislatore per l'accesso ai benefici di legge [12-13]. Questi ultimi sono l'Indice di Risparmio Energetico ed il Limite Termico, definiti come segue:

$$IRE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{p \cdot \eta_{erif}} + \frac{\eta_t}{\eta_{trif}}} \geq 0.10 \quad (16)$$

$$LT = \frac{\eta_t}{\eta_e + \eta_t} \geq 0.33 \quad (17)$$

Il superamento dei rispettivi valori di soglia consente di qualificare l'impianto come cogenerativo. Il valore di 0.33 del LT , in particolare, si riferisce ad impianti di potenza non superiore ai 10MW ed è decrescente con la taglia; al crescere della potenza installata, infatti, è lecito attendersi sia un aumento del rendimento elettrico che una crescente difficoltà nell'utilizzo dell'enorme calore di scarto.

La conoscenza dei coefficienti specifici di emissione di anidride carbonica del parco termoelettrico nazionale (kg CO₂/kWh elettrico), del metano di alimentazione delle caldaie e del cogeneratore (kg di CO₂/kWh di energia primaria da combustibile) consentono, in ultimo, di stimare i benefici in termini di emissioni di sostanze clima-alteranti.

4 Monitoraggio dell'utenza: Definizione delle curve di carico

Una volta approntata la metodologia, si è presentata l'esigenza di valutarne i risultati mediante l'applicazione ad un'utenza di riferimento. L'esistenza di una collaborazione in essere con l'ASL Napoli 1, finalizzata alla riqualificazione energetica del Presidio Ospedaliero S. Paolo di Napoli, ha suggerito di programmare una campagna di monitoraggi presso la suddetta struttura.

L'energia elettrica richiesta dall'Ospedale, la cui capacità di accoglienza è stimata in 220÷250 posti letto, viene erogata mediante due cabine di trasformazione in media tensione; la più grande si trova in un apposito locale sistemato esternamente all'ospedale e consta di un trasformatore da 1250kVA e di un apposito sistema per il rifasamento dei carichi (Fig. 39). L'altra è installata presso un locale interrato ed è dotata di tre trasformatori da 250kVA ciascuno.

³ Incertezza sul peso delle quote fisse delle tariffe; incertezze sui costi unitari del kWh, sul peso degli oneri, sull'attendibilità dei valori calcolati del "rendimento" termico effettivo, etc.



Fig. 39 - Trasformatore e sistema di rifasamento installati presso la cabina elettrica esterna.

A partire dalla cabina interrata, è stata condotta una campagna di misurazioni proseguita dalle ore 12:00 di giovedì 22 Aprile 2010 alle 12:00 di lunedì 26. Lo strumento utilizzato è un analizzatore di rete (Fig. 40), in grado di rilevare le principali grandezze elettriche in esame e di memorizzarle con cadenza opportunamente programmata. Essendo i carichi sui tre trasformatori ben bilanciati si è convenuto di monitorare uno solo di essi evitando, così, di frammentare l'intervallo di tempo monitorato a causa dei tempi di switch della strumentazione di misura da una macchina all'altra.



Fig. 40 - Analizzatore di rete collegato ai cavi in arrivo da uno dei tre trasformatori della cabina interrata.

Si è ipotizzato, quindi, di poter ritenere i dati acquisiti rappresentativi delle tre macchine elettriche. Ricavati i valori medi orari delle tensioni e delle correnti assorbite sulle tre fasi, si è proceduto al calcolo della potenza media oraria erogata dal trasformatore nel periodo di riferimento e, successivamente, alla stima della potenza totale erogata dalla cabina (Fig. 41). Ciò ha consentito di individuare, con buona approssimazione, due profili giornalieri di carico distinti, uno tipico dei giorni infrasettimanali, l'altro del week end, facilmente riconoscibili nel diagramma di Fig. 41. Ritenendo il profilo di carico del venerdì, unico giorno infrasettimanale monitorato per intero, rappresentativo del giorno medio infrasettimanale e definiti, quindi, sulla base dei dati a disposizione i carichi medi orari corrispondenti ai suddetti giorni⁴, si è determinato il profilo di carico su base settimanale considerandolo rappresentativo di una tipica settimana di mezza stagione (Fig. 42-linea nera contrassegnata da cerchietti).

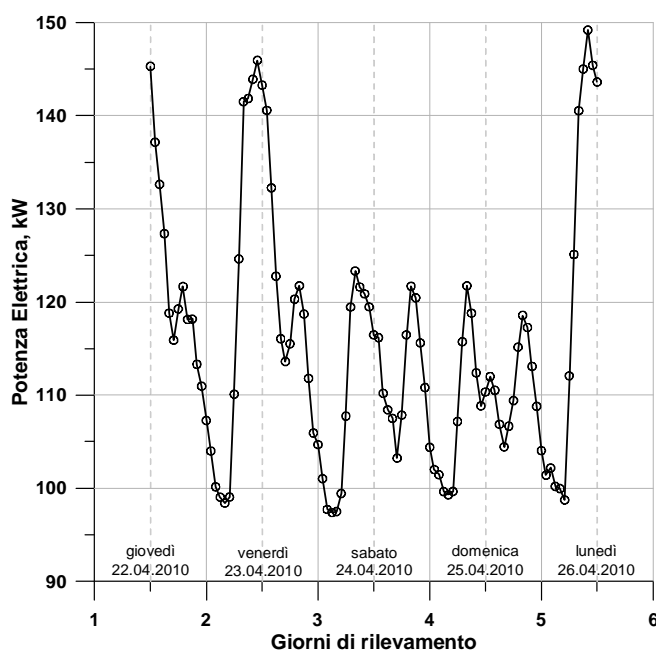


Fig. 41 – Potenza elettrica erogata dalla cabina interrata.

Al fine di stimare l'andamento dei carichi elettrici relativi all'intera struttura ospedaliera e di estendere l'analisi ai carichi termici e frigoriferi si sono utilizzati dati di letteratura [21]; il testo riporta i diagrammi annuali e giornalieri delle richieste elettriche, termiche e frigorifere per varie tipologie di utenza. Gli andamenti dei carichi annuali sono espressi in termini specifici in kWh/m³/giorno medio del mese di riferimento, con i consumi elettrici derivanti dal condizionamento ambientale scorporati dai diagrammi del carico elettrico.

Stimata, dunque, la volumetria della struttura in esame⁵ in 84000 m³ è stato possibile ricavare i consumi attesi durante una settimana tipo del mese di Aprile. Ciò ha consentito di definire un "fattore di carico" (rapporto fra i consumi attesi e quelli parziali misurati) necessario per rendere coerente l'andamento qualitativo dei carichi monitorati con i consumi settimanali riportati in letteratura. Questo presuppone, ovviamente, che si sia ipotizzato di ritenere i profili di carico della cabina esterna qualitativamente simili a quelli della cabina interna⁶. Il diagramma di carico settimanale stimato dell'intero ospedale è riportato in Fig. 42 con linea nera contrassegnata da triangolini. Le condizioni

⁴ Per quanto concerne il carico giornaliero infrasettimanale si è fatto riferimento all'unico monitorato interamente (venerdì 23/04/2010 di Fig. 41).

⁵ La stima è stata ottenuta ipotizzando le volumetrie proporzionali ai posti letto disponibili, noti i valori delle due variabili per una data struttura di riferimento.

⁶ Ciò, a rigore, potrebbe non essere vero, considerando che le due cabine servono utenze differenti.

climatiche di Napoli consentono di ritenere tale curva rappresentativa delle condizioni di carico nelle settimane tipo dei mesi di Marzo, Aprile ed Ottobre.

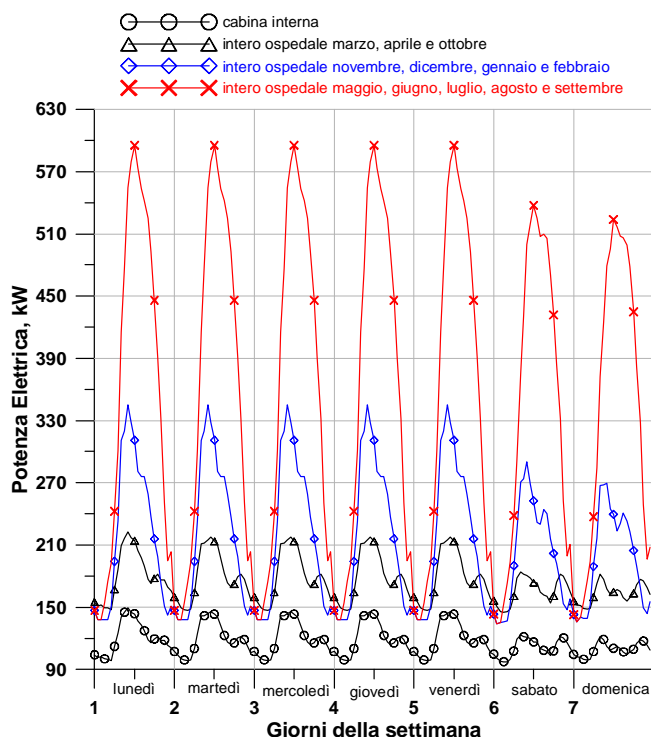


Fig. 42 – Stima del carico elettrico settimanale.

Il ricorso ai dati di letteratura non deve indurre, comunque, a considerare superflue le misurazioni effettuate. Seppur parziali, infatti, queste hanno consentito, accanto alla definizione dei profili di carico elettrico nelle mezze stagioni, di correggere i diagrammi di carico giornaliero riportati in letteratura e rappresentativi dei consumi nei mesi invernali ed estivi (rispettivamente linea blu con cerchietti e linea rossa con asterischi di Fig. 42).

I suddetti diagrammi, infatti, sono stati opportunamente scalati, a parità di energia settimanale erogata, al fine di riprodurre l'effetto di attenuazione del carico rilevato durante il week end. Tale accorgimento, pur essendo subordinato all'ipotesi di ritenere l'entità di tale attenuazione costante durante l'anno, consente una rappresentazione dei carichi senz'altro più fedele alla realtà. Infine si sono ricavate le curve settimanali del carico termico e frigorifero (Fig. 43); restano così determinate le curve di carico annuali.

Con l'intento di ottenere la caratterizzazione del carico elettrico sulla base della fascia oraria di prelievo dalla rete, si è fatto riferimento ad una tipica opzione tri-oraria relativa all'anno 2007 (Fig. 44). Tale operazione risulta indispensabile ogni qual volta si rendano necessarie valutazioni relative ai costi di esercizio, ai risultati operativi di fine anno ovvero agli indici economici in grado di indicare la sostenibilità finanziaria dell'investimento.

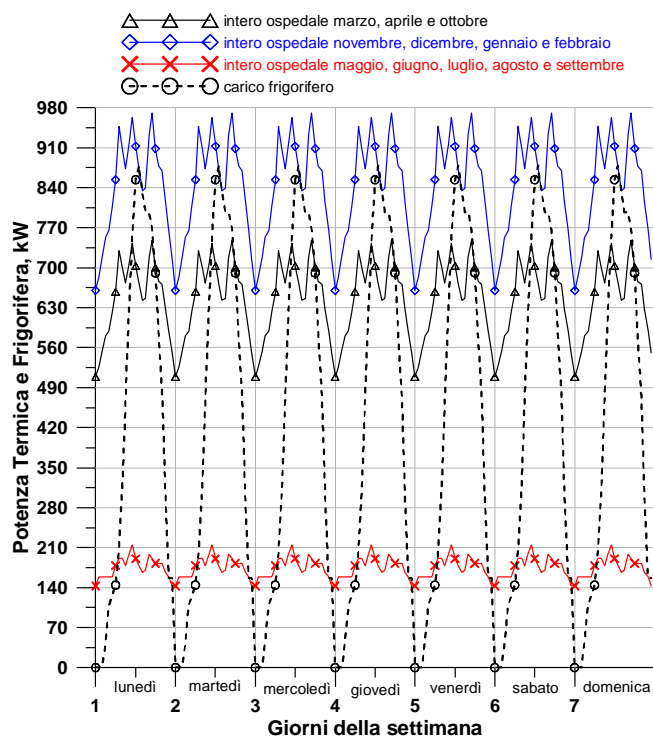


Fig. 43 – Stima carico termico e frigorifero settimanale.

Fasce orarie per le opzioni tariffarie multiorarie

www.EnergySaving.it

FASCE ORARIE 2007 (DELIBERA AEEG 181/06)

LUNEDI'-DOMENICA																								
Ore:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

FESTIVITA' INFRASETTIMANALI (*)																								
Ore:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 gen - 31 dic	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

(*) 1 e 6 gennaio, 9 aprile 2007 (lunedì dell'Angelo), 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8, 25 e 26 dicembre

Statistiche	Ore 2007 F1: 2.783 (32%)	Ore 2007 F2: 2.049 (23%)	Ore 2007 F3: 3.928 (45%)
-------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------

Fig. 44 – Fasce orarie relative all'anno 2007.

5 ANALISI E RISULTATI

I risultati conseguibili a seguito dell'installazione di un impianto di cogenerazione dipendono, come accennato in precedenza, da un numero elevato di variabili: caratteristiche e prestazioni del cogeneratore, distribuzione ed entità dei carichi dell'utenza, configurazione impiantistica, modalità di esercizio dei gruppi, costo dei vettori energetici, etc. Come se non bastasse, lo scenario energetico, normativo e tariffario di riferimento è in continua evoluzione e non è sempre facile prevederne le dinamiche. In questo contesto risulta piuttosto difficile stimare i potenziali vantaggi della produzione combinata.

Questi, tra l'altro, non sono sempre scontati. Partendo dalle curve di carico dell'Ospedale S. Paolo di Napoli, dunque, è stata condotta una serie di analisi finalizzata all'individuazione dei potenziali vantaggi conseguibili nel caso di applicazione ad utenze del settore ospedaliero. Lo studio ha consentito di verificare, inoltre, se e in quali casi è possibile verificare una concordanza fra i risultati energetici ed economici. Nel seguito saranno presentati i risultati salienti dell'analisi.

5.1 Configurazione CHP

Soluzione n. 1: CHP - Cogeneratore da 329kW elettrici (Gestione finalizzata alla Massima Redditività - GMR)

In primo luogo si sono analizzati i risultati conseguibili mediante la configurazione impiantistica mostrata in Fig. 45. Questa prevede due circuiti principali, uno lato cogeneratore ed uno lato utenza, operanti in regime stazionario ed accoppiati, dal punto di vista termico, attraverso uno scambiatore di calore. Si è supposto, in prima battuta, di poter trascurare, rispetto al totale (Acqua Calda Sanitaria+UTA), la potenza termica per l'ACS. Per quanto concerne le variabili di ingresso all'algoritmo ed i rispettivi valori si è fatto riferimento alla Tabella 1.

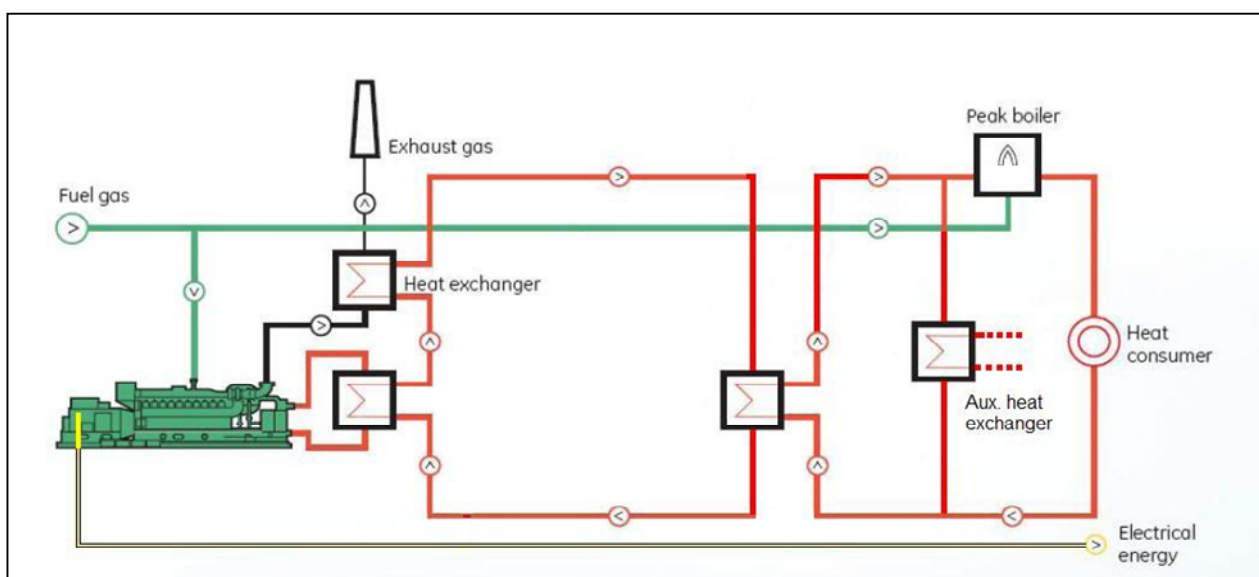


Fig. 45 – Schema d'impianto in configurazione CHP (elaborazione sulla base degli schemi proposti su www.jenbacher.com).

$\eta_{e,RIF}$	COP_f	η_c	T [€/Nm ³]	l_{um} [€/Nm ³]	M [€/kWh]	P_{ueF2} [€/kWh]	P_{ueF3} [€/kWh]	P_{enom} [kW]	P_{tnom} [kW]	η_e
0.46	3	0.9	0.38	0.0187	0.015	0.096	0.065	329	358	0.386
t_{in1} [°C]	H_i [kWh/Nm ³]	t_{ex1} [°C]	C_{ueF1} [€/kWh]	c_1 [kJ/kg·K]	C_{ueF2} [€/kWh]	T_{in1} [°C]	C_{ueF3} [€/kWh]	T_{ex1} [°C]	P_{ueF1} [€/kWh]	C_1 [kJ/kg·K]
90	9.58	70	0.16	4.187	0.117	85	0.088	45	0.12	4.187

Tabella 1 – Variabili di ingresso.

Assegnata, quindi, la temperatura massima di alimentazione dell'utenza ($T_{in1} = 85^\circ C$) e calcolata la portata costante circolante compatibile con il carico termico massimo richiesto, resta, così, determinata la temperatura di uscita dallo scambiatore.

Nelle suddette ipotesi, in sostanza, si è supposto di alimentare l'utenza a temperatura variabile tra il valore di uscita dallo scambiatore, tutte le volte che il carico termico richiesto dall'utenza risulta minore o uguale a quello erogato dai gruppi ($P_t \leq P_{tnom}$), e la temperatura massima di esercizio (quando $P_t = P_{tmax}$). Nelle ore in cui $P_t > P_{tnom}$, in particolare, l'adeguamento del livello termico del fluido vettore alle condizioni di carico imposte dall'utenza avviene mediante l'energia termica erogata dalla caldaia integrativa (Peak boiler) rappresentata a monte dell'utenza stessa. La potenza termica eventualmente eccedente è dissipata in un apposito circuito ausiliario mediante derivazione della portata corrispondente e adeguamento alla temperatura di ingresso richiesta dallo scambiatore, per ipotesi costante. Vengono determinati, per la soluzione in esame, la potenza termica media oraria cogenerabile ed il rendimento termico effettivo corrispondente, dei quali si riportano i diagrammi in Fig. 46 e Fig. 47.

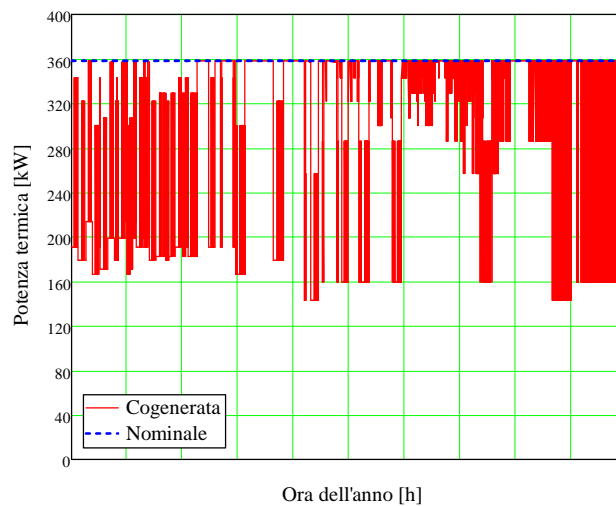


Fig. 46 - Potenza termica cogenerabile.

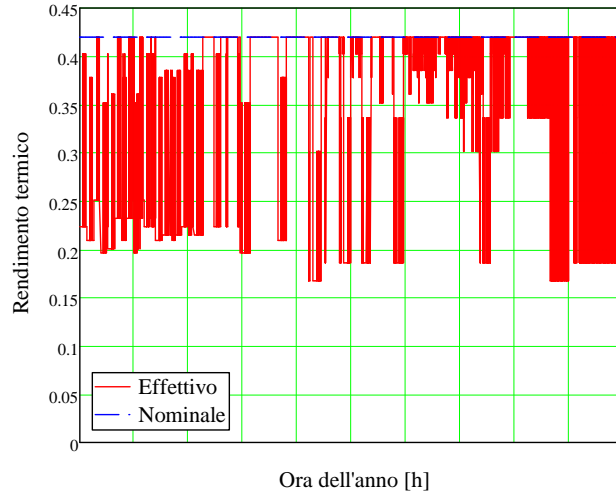


Fig. 47 - Rendimento termico effettivo.

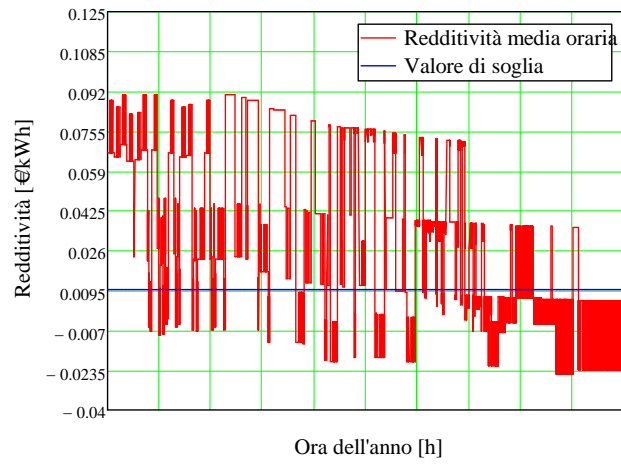


Fig. 48 - Redditività media oraria.

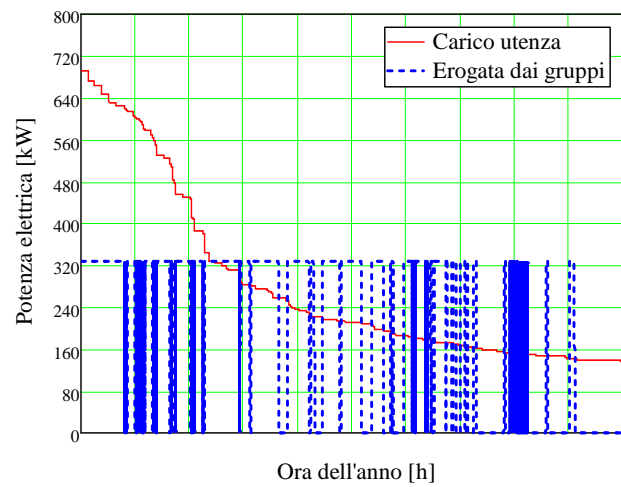


Fig. 49 - Copertura del carico elettrico.

Si precisa, ancora una volta, come le variabili caratteristiche del problema saranno sempre intese come grandezze vettoriali i cui elementi costituiscono i valori assunti nelle 8760 ore dell'anno; le variabili, inoltre, sono ordinate in maniera da garantirne la contemporaneità con i carichi elettrici disposti in ordine decrescente e rappresentati in Fig. 49.

Trova, così, giustificazione la particolare rappresentazione che di dette grandezze viene fatta nel presente studio. La Fig. 46 e la Fig. 47, in realtà, mostrano un risultato energetico potenziale. Solo a valle della determinazione della sequenza delle ore di accensione/spegnimento dei gruppi sulla base di una logica di gestione predefinita, infatti, è possibile valutare gli effettivi risultati conseguibili mediante la soluzione cogenerativa. Il criterio adoperato per la definizione del campo di funzionamento dei gruppi è basato sul calcolo, ora per ora, della redditività del chilowattora cogenerato (Fig. 48). La Fig. 10 consente, quindi, di definire la copertura dei carichi per la soluzione in esame (Fig. 49 e Fig. 50), il bilancio energetico, la riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica e la stima dei principali indici economici dell'investimento⁷. I bilanci complessivi su base annua sono sintetizzati in Tabella 2.

Lo sfruttamento efficiente dell'energia resa dai gruppi, di cui gli indici IRE e LT restituiscono una misura, è sostanzialmente riconducibile al fatto che la soluzione in esame risulta sottodimensionata dal punto di vista termico (Fig. 50).

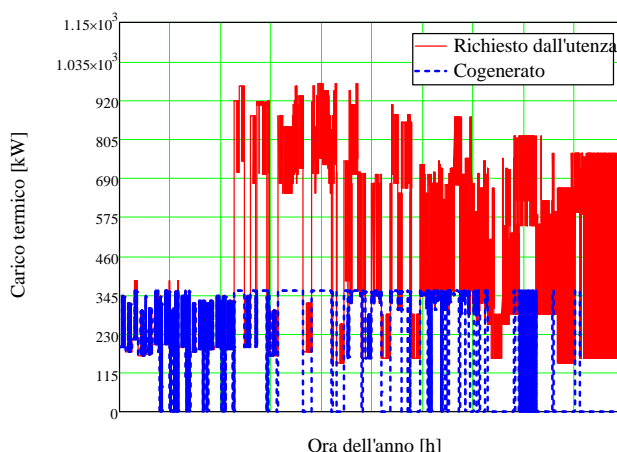


Fig. 50 - Copertura del carico termico.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
5432	0.352	0.308	0.477
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_2\%$
0.825	0.744	9.8	19.24
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
2.43	8.206×10^5	2.169	10; 0.05

Tabella 2 - Risultati annui soluzione n.1.

⁷ L'analisi non ha tenuto in conto di eventuali introiti derivanti dalla cessione dei Titoli di Efficienza Energetica né di voci specifiche di costo che esulano dall'analisi corrente e che sono, invece, indispensabili nella fase esecutiva dell'impianto.

Ciò, se da un lato consente un utilizzo consistente dei reflui termici del cogeneratore, come già evidenziato nelle Fig. 46 e Fig. 47, si ripercuote in maniera negativa sui risultati energetici globali dell'impianto, per cui il risparmio di energia primaria atteso non supera il 9.8% (ΔE_p % di Tabella 2). Questo, calcolato a parità di energia resa all'utenza, rappresenta il potenziale risparmio rispetto alla configurazione impiantistica attuale.

Allo stesso tempo, come evidenziato dalla (2), lo sfruttamento efficiente dell'energia resa dai gruppi configura la soluzione cogenerativa in esame come un valido investimento economico a causa del cospicuo numero di ore/anno di funzionamento in condizioni di redditività.

Soluzione n. 2: CHP - Cogeneratore da 329kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria - GMREP)

Per la stessa configurazione sono stati valutati i potenziali vantaggi conseguibili attraverso una gestione dei gruppi finalizzata all'ottimizzazione energetica, così come espresso dalla (6). I risultati sono illustrati in Tabella 3.

$$\begin{aligned} REP(h) > 0 &\Rightarrow \text{ON} \\ REP(h) \leq 0 &\Rightarrow \text{OFF} \end{aligned} \tag{6}$$

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8760	0.339	0.3	0.468
CUC_{SP}	CUC_{SR}	ΔE_p %	ΔCO_2 %
0.83	0.718	13.5	27.12
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
3.56	4.42×10^5	1.168	10; 0.05

Tabella 3 - Risultati annui soluzione n.2.

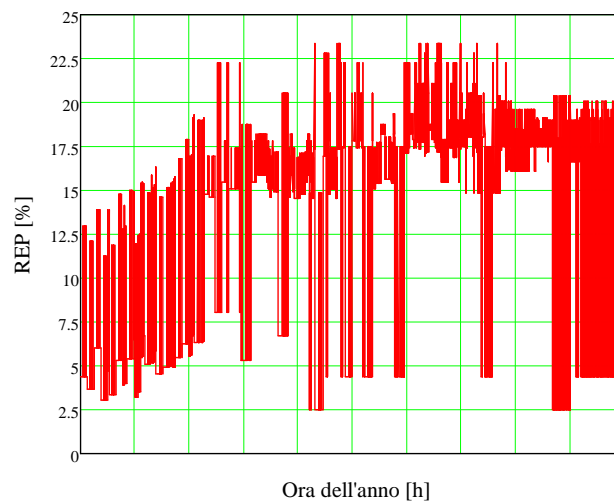


Fig. 51 - Risparmio di Energia Primaria medio orario.

A fronte di un funzionamento dell'impianto teoricamente continuativo (8760 ore/anno), la convenienza economica dell'investimento non risulta inficiata. Ciò è principalmente riconducibile al già cospicuo numero di ore/anno di funzionamento della configurazione di partenza (soluzione n.1) ed ai corrispondenti elevati valori di redditività che il "rendimento" termico garantisce. Le condizioni di funzionamento in perdita dell'impianto, poi, sono limitate alle ore di fascia F3 caratterizzate da grosse eccedenze elettriche e non sono riconducibili al mancato sfruttamento dei reflui termici, ma unicamente al più sfavorevole rapporto fra prezzo di vendita e costo di acquisto del kWh elettrico nelle ore "vuote"⁸.

Contestualmente, il REP del sistema sale al 13.5%. Si consideri, a tal proposito, che nello scenario energetico ipotizzato il valore limite di riferimento del risparmio energetico è del 23.4%. Tale valore, però, è conseguibile solamente nel caso ideale di assenza di integrazioni e di recupero totale dell'energia termica resa dal cogeneratore. Queste condizioni, che pure si riscontrano in talune ore dell'anno (Fig. 51), non sono realizzabili se si estende l'analisi ad una base temporale più ampia.

Soluzione n. 3: CHP - Due cogeneratori da 329kW elettrici (Gestione finalizzata alla Massima Redditività - GMR)

Nel caso in esame si è considerata una centrale cogenerativa costituita da due impianti motori termici operanti in parallelo. In funzione del valore assunto dal rapporto fra il carico termico richiesto e la potenza termica erogata dalla singola unità (P_t/P_{mom}) viene determinato il numero teorico di cogeneratori contemporaneamente funzionanti. La successiva verifica dei valori medi orari della redditività restituisce la copertura effettiva dei carichi (Fig. 52 e Fig. 53).

Un assetto impiantistico di questo tipo consente, infatti, dati la taglia del motore alternativo ed il profilo di carico termico, di realizzare un inseguimento del carico termico del tipo a step. Esso è ottenuto, cioè, non attraverso una regolazione del carico del motore bensì mediante un frazionamento della taglia dell'impianto, con ognuna delle due unità in grado di operare nelle condizioni di massimo rendimento (ON/OFF).

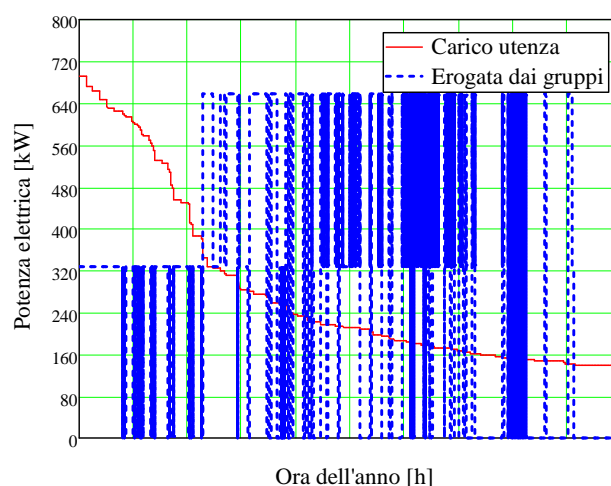


Fig. 52 - Carico elettrico cogenerato.

⁸ Nella soluzione proposta più del 44% delle eccedenze generate dall'impianto si verificano nelle ore in fascia F3.

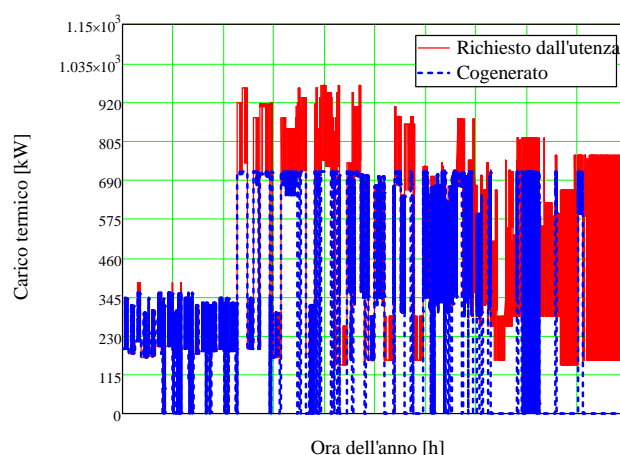


Fig. 53 - Carico termico cogenerato.

Il miglioramento del risultato energetico rispetto alla configurazione di partenza (soluzione n.1) si accompagna, però, ad un sensibile peggioramento degli indici dell'investimento (Tabella 4), principalmente a causa del sovra costo sostenuto per il secondo cogeneratore.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
5091	0.364	0.313	0.485
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_{2\%}$
0.807	0.706	12.52	23.35
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
9.62	-1.49×10^5	-0.198	10; 0.05

Tabella 4 - Risultati annui soluzione n.3.

Risulta evidente, quindi, come nel caso di impianti dimensionati sulle richieste termiche di base il miglioramento delle prestazioni energetiche del sistema sia più convenientemente perseguibile attraverso una gestione dei gruppi finalizzata alla massimizzazione delle ore/anno di esercizio (soluzione n.2) piuttosto che attraverso l'inseguimento del carico termico ipotizzato nella presente soluzione.

Soluzione n. 4: CHP - Due cogeneratori da 329kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria)

Questa soluzione, pur caratterizzata da risultati energetici eccellenti (Tabella 5), non è praticabile dal punto di vista finanziario a causa delle enormi eccedenze elettriche generate a seguito dell'inseguimento del carico termico (Fig. 54 e Fig. 55).

Se dal punto di vista energetico, infatti, le eccedenze elettriche non costituiscono un problema (almeno nel caso in cui queste non diventino rilevanti), il rapporto sfavorevole ($P_{ue,Fi} / C_{ue,Fi} < 1$) fra prezzo di vendita e costo di acquisto del kWh è sempre tale di inficiare la redditività dell'esercizio dei gruppi.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8760	0.351	0.305	0.477
CUC_{SP}	CUC_{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_{2\%}$
0.801	0.665	17.02	32.21
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
>> 10	-7.56×10^5	-0.999	10; 0.05

Tabella 5 - Risultati annui soluzione n.4.

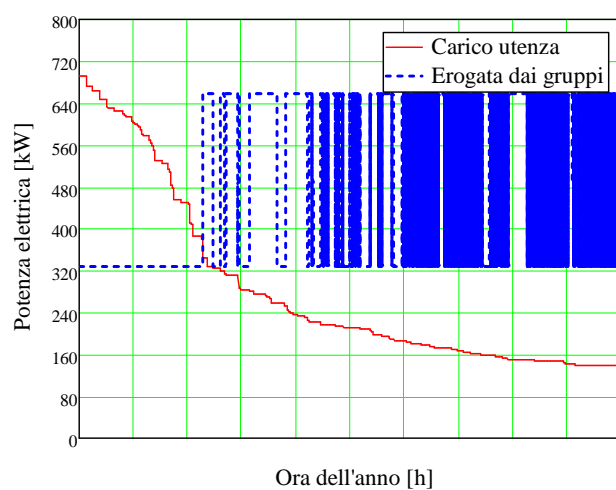


Fig. 54 - Carico elettrico cogenerato.

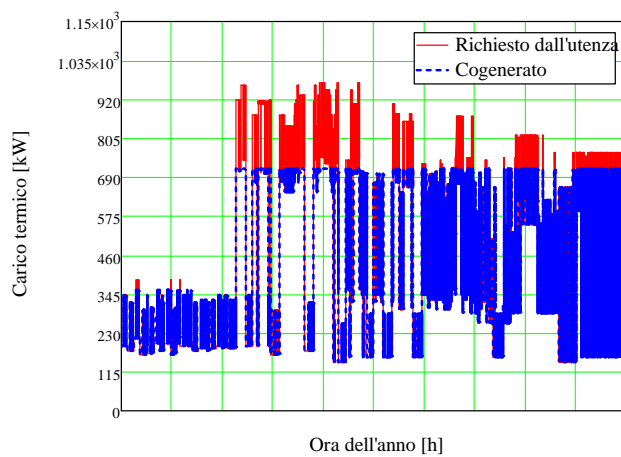


Fig. 55 - Carico termico cogenerato.

5.2 Configurazione CHCP

Soluzione n. 5: CHCP - Cogeneratore da 329kW elettrici (Gestione finalizzata alla Massima Redditività - GMR)

Le analisi proposte nel seguito riguardano, invece, configurazioni impiantistiche cosiddette “trigenerative”, in cui si è supposto che parte del carico frigorifero sia erogato attraverso un impianto ad assorbimento. Queste fanno riferimento allo schema rappresentato in Fig. 56. Ai dati di ingresso illustrati in Tabella 1 sono stati aggiunti, quindi, la temperatura di mandata dell’ACS ($T_{in2} = 50^{\circ}C$), la temperatura media di prelievo dalla rete idrica ($T_{ex2} = 18^{\circ}C$), il COP medio dell’assorbitore ($COP_{ass} = 0.7$), il calore specifico ($C_3 = 4.187kJ/kg \cdot K$) del fluido di alimentazione dell’assorbitore e le relative temperature di alimentazione ($T_{in3} = 85^{\circ}C$) e di ritorno allo scambiatore ($T_{ex3} = 45^{\circ}C$). In tutti gli schemi di impianto in assetto trigenerativo la temperatura di uscita del fluido termovettore dallo scambiatore principale (T_1) ha grande influenza sia sul rendimento termico effettivo che sui livelli di integrazione, giacché ogni qual volta essa risulta inferiore a quella di alimentazione dell’assorbitore (T_{in3}) si rende necessaria l’erogazione di energia termica mediante caldaia al fine di adeguare il livello termico del fluido vettore alle condizioni richieste.

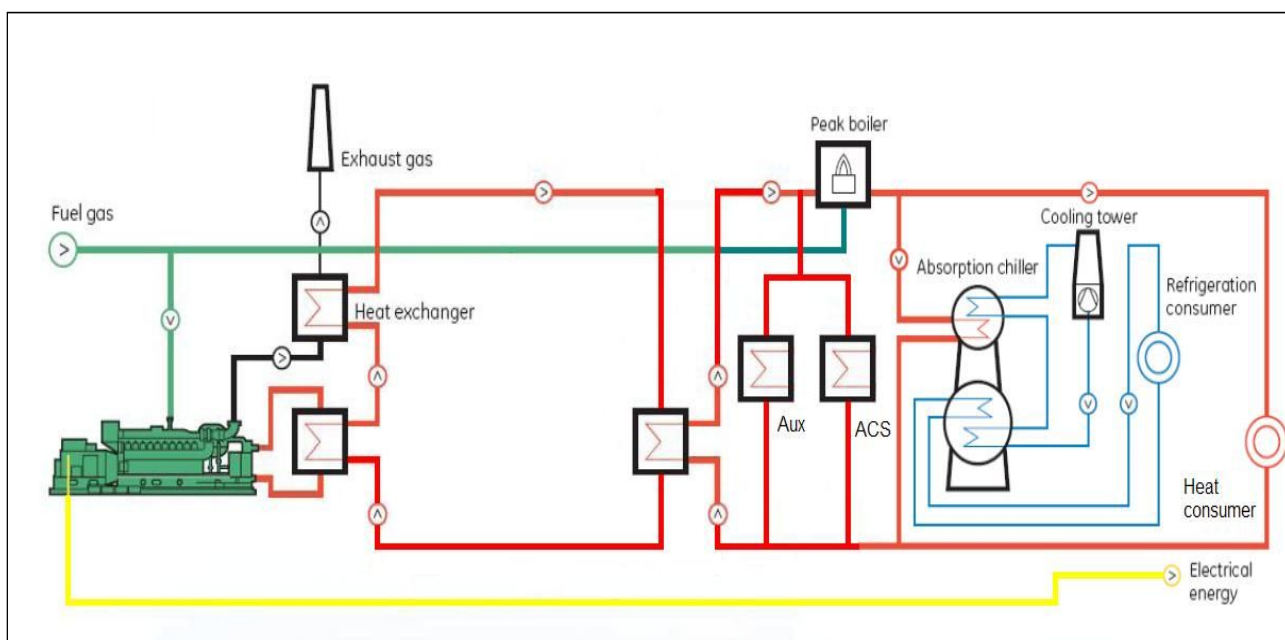


Fig. 56 - Schema d'impianto in configurazione CHCP (elaborazione sulla base degli schemi proposti su www.jenbacher.com)

Per conseguire una riduzione delle integrazioni da caldaia, quindi, è necessario rimuovere l’ipotesi di funzionamento a portata costante del circuito lato utenza al fine di ottenere una diminuzione della differenza fra le suddette temperature. In particolare si è supposto che nelle ore caratterizzate da carico frigorifero nullo ($P_{13} = 0$) il circuito lato utenza operi a portata costante, mentre nel restante campo di funzionamento si è ipotizzato di poter elaborare la portata strettamente necessaria ad alimentare le utenze alla temperatura massima ammessa dai diversi circuiti (eventualmente ottenuta a spese di energia termica da caldaia), massimizzando, così, il valore di T_1 .

Se si fa riferimento al carico termico cumulato, inteso come somma del carico termico propriamente detto e di quello equivalente necessario all’alimentazione dell’assorbitore, si intuisce come uno sfruttamento ottimale dell’energia erogata dai gruppi che si traduca, altresì, in un contributo ai risultati globali, è possibile solo se si verificano due condizioni: in primo luogo, l’assorbitore deve determinare un appiattimento della curva del carico termico cumulato,

favorendo condizioni di “stabilità” dei carichi; inoltre, il carico termico equivalente non deve determinare un aumento significativo delle integrazioni da caldaia.

Condizioni coerenti con quelle descritte sono ottenibili prevedendo un dimensionamento dell’assorbitore sui reflui termici effettivamente disponibili al netto dell’alimentazione delle utenze termiche propriamente dette⁹. Come era prevedibile, nel caso in esame i risultati complessivi sono confrontabili con quelli relativi alla soluzione n.1 (Tabella 6). Il notevole sfruttamento dei reflui termici del motore, infatti, fa sì che non vi siano grosse eccedenze termiche per l’alimentazione di un assorbitore. I risultati, ovviamente, possono variare sensibilmente con le dimensioni dell’impianto motore.

A parità di utenza, infatti, è chiaro come al crescere della potenza termica erogata aumenti sia la temperatura di uscita del fluido termovettore dallo scambiatore principale che la frazione dei reflui termici disponibili per l’assorbitore.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
5353	0.362	0.314	0.484
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_{p\%}$	$\Delta CO_{2\%}$
0.815	0.744	8.725	18.98
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
2.90	7.89×10^5	1.65	10; 0.05

Tabella 6 - Risultati annui soluzione n.5.

Nel seguito saranno riportati in maniera sintetica i risultati globali attesi relativi ad ulteriori configurazioni impiantistiche e/o a diverse logiche di gestione dei gruppi. Valutazioni in merito ai risultati saranno riportate nelle conclusioni finali.

Soluzione n. 6: CHCP - Cogeneratore da 329kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria)

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8760	0.351	0.307	0.477
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_{p\%}$	$\Delta CO_{2\%}$
0.817	0.716	12.27	27.13
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
3.92	4.59×10^5	0.96	10; 0.05

Tabella 7 - Risultati annui soluzione n.6.

Soluzione n. 7: CHCP - Due cogeneratori da 329kW elettrici (Gestione finalizzata alla Massima Redditività - GMR)

⁹ L’eventuale complemento al carico frigorifero si ritiene erogato mediante i gruppi frigo-elettrici tradizionali.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
5012	0.372	0.318	0.49
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_2\%$
0.798	0.706	11.58	23.13
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
8.93	-1.15×10^5	-0.13	10; 0.05

Tabella 8 - Risultati annui soluzione n.7.

Soluzione n. 8: CHCP - Due cogeneratori da 329kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria)

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8760	0.359	0.31	0.482
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_2\%$
0.791	0.664	16.03	32.19
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
>10	-6.51×10^5	-0.76	10; 0.05

Tabella 9 - Risultati annui soluzione n.8.

Soluzione n. 9: CHCP - Cogeneratore da 601kW elettrici (Gestione finalizzata alla Massima Redditività - GMR)

Di seguito sono riportati i risultati attesi con l'ausilio di un cogeneratore da 601kW elettrici e 733kW termici nominali, caratterizzato da un rendimento elettrico di 0.389.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
5261	0.395	0.334	0.504
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_2\%$
0.8	0.69	13.73	27.605
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
8.75	-9.89×10^4	-0.118	10; 0.05

Tabella 10 - Risultati annui soluzione n.9.

Il basso livello di integrazioni di energia termica da caldaia, garantito per oltre 5200 ore/anno dalla maggiore taglia del motore, giustifica il buon risultato energetico. Allo stesso tempo la soluzione in esame è caratterizzata da un livello

globale di eccedenze elettriche che supera il 49%, che sale addirittura al 64% se si fa riferimento alla sola energia erogata in fascia F3.

Tale condizione, unita allo sfruttamento spesso soltanto parziale della potenza termica resa dall'impianto, condiziona negativamente la redditività dell'esercizio dei gruppi e quindi gli indici economici dell'investimento, come mostrato in Tabella 10.

Soluzione n. 10: CHCP - Cogeneratore da 601kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria)

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8150	0.373	0.321	0.49
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_{2\%}$
0.784	0.653	16.8	34
SPB [anni]	VAN [€]	IP	N [anni]; a
>10	-6.85×10^5	-0.816	10; 0.05

Tabella 11 - Risultati annui soluzione n.10.

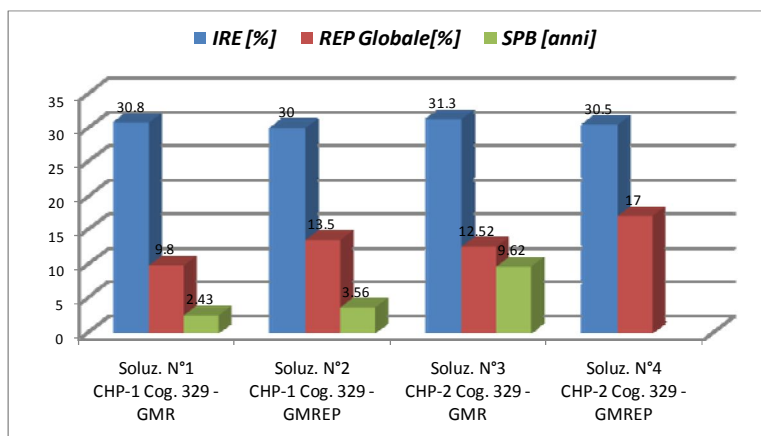


Fig. 57 - Confronto fra le soluzioni CHP.

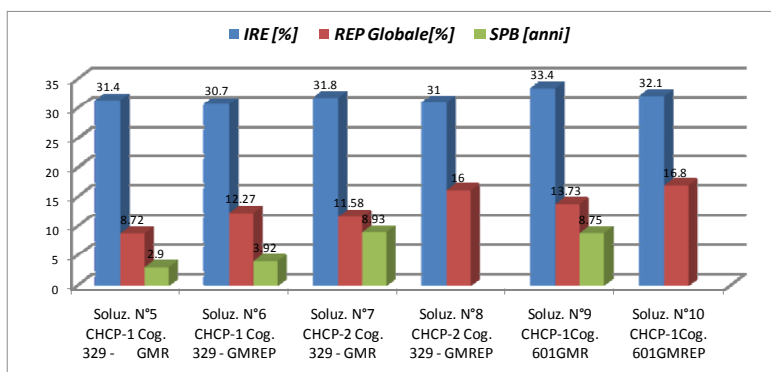


Fig. 58 - Confronto fra le soluzioni CHCP.

La Fig. 57 e la Fig. 58 mostrano, infine, in forma di istogramma, i risultati conseguibili in termini di IRE, Risparmio globale di Energia Primaria (REP%) e Simple Pay Back per le soluzioni esaminate. Ogni qual volta il SPB è risultato superiore alla vita utile stimata per l'impianto il suo valore non è stato rappresentato.

L'analisi proposta evidenzia come non sempre grosse riduzioni percentuali del REP si accompagnano ad un vantaggio economico, soprattutto nel caso di utenze caratterizzate da carichi molto irregolari, servite da cogeneratori dimensionati in prossimità del picco del carico termico ed il cui esercizio è accompagnato da alti livelli di eccedenze elettriche. Se ci si limita ai casi esaminati, il Risparmio globale di Energia Primaria ed il SPB sembrano addirittura legati da una relazione di proporzionalità inversa, per cui le migliori soluzioni economiche risultano le peggiori dal punto di vista energetico. Soltanto alcuni casi, come ad esempio l'esercizio continuativo del cogeneratore da 329kW (soluzione n.2), sembrano presentare un accettabile compromesso fra i risultati energetici ed economici, soprattutto se si includono nell'analisi gli ulteriori benefici economici che potrebbero derivare da meccanismi di incentivazione quali i Titoli di Efficienza Energetica. Soluzioni impiantistiche con due o più cogeneratori, dettate, per esempio, da ragioni strategiche quali la necessità di garantire continuità di servizio in caso di black out elettrici prolungati, sembrano, invece, poco interessanti dal punto di vista finanziario. In realtà, l'individuazione di valide soluzioni di compromesso fra le suddette esigenze è tutt'altro che impossibile, pur richiedendo strumenti di analisi ben più raffinati e dei quali si riferirà dettagliatamente nel seguito.

Soluzione n. 11: CHP – Tre cogeneratori da 329kW elettrici (Gestione finalizzata al massimo Risparmio di Energia Primaria)

Dato il valore particolarmente alto (fino a 2.7) del rapporto P_t/P_{nom} in determinate ore dell'anno, con l'intento di conseguire un ulteriore miglioramento del REP globale sono stati analizzati i risultati conseguibili attraverso una configurazione impiantistica a 3 cogeneratori (Fig. 59 e Fig. 60), pur consapevoli del trend negativo già evidenziato in precedenza per quanto concerne l'andamento degli indici economici al crescere del numero di cogeneratori.

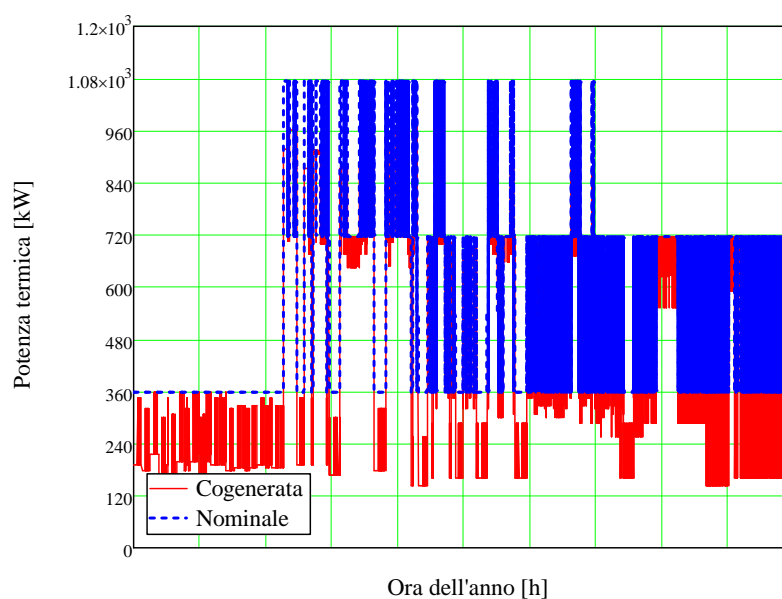


Fig. 59 - Copertura del carico termico della soluzione n.11.

L'aumento eccessivo delle eccedenze elettriche generato dal funzionamento del terzo cogeneratore a causa di valori relativamente bassi del carico elettrico contemporaneo (Fig. 60) comporta, però, un peggioramento del risultato energetico, contrariamente a quanto atteso e nonostante l'eliminazione pressoché totale delle integrazioni di energia termica mediante caldaie integrative.

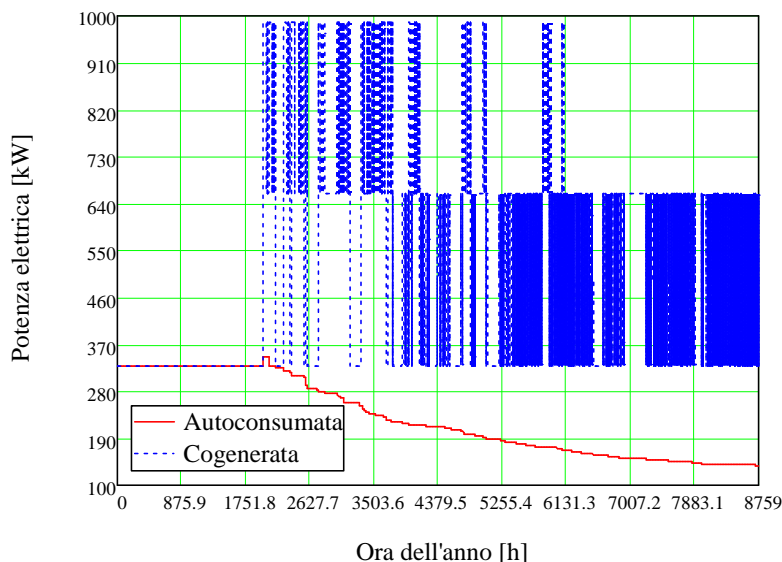


Fig. 60 - Confronto fra la potenza elettrica cogenerata e autoconsumata.

Se si considera, però, che nel bilancio energetico del sistema di riferimento, il cui fabbisogno energetico è coperto attraverso i classici sistemi di produzione separata, le grandi quantità di energia elettrica eccedente vengono computate con un rendimento pari a quello medio di centrale ($\eta_{e,RIF} = 0.4$), superiore, quindi, di circa il 19% rispetto al rendimento del cogeneratore in esame (0.386), la diminuzione del REP è del tutto giustificata. Infatti, se si rappresentasse l'evoluzione temporale della potenza primaria da combustibile impiegata dal sistema proposto, questa risulterebbe traslata verso l'alto rispetto a quella relativa al sistema preesistente; questa si ottiene banalmente sommando, ora per ora, i valori dei due diagrammi rappresentati in Fig. 61. L'elevato livello di eccedenze elettriche (57% dell'energia elettrica cogenerata, 64% limitatamente alla fascia di tariffazione F3), dunque, vanifica completamente i benefici derivanti dalla copertura quasi totale del fabbisogno termico dell'utenza, per cui il risparmio energetico globale, stimato intorno al 16.7%, risulta leggermente inferiore rispetto alla soluzione con due soli cogeneratori (Tabella 12).

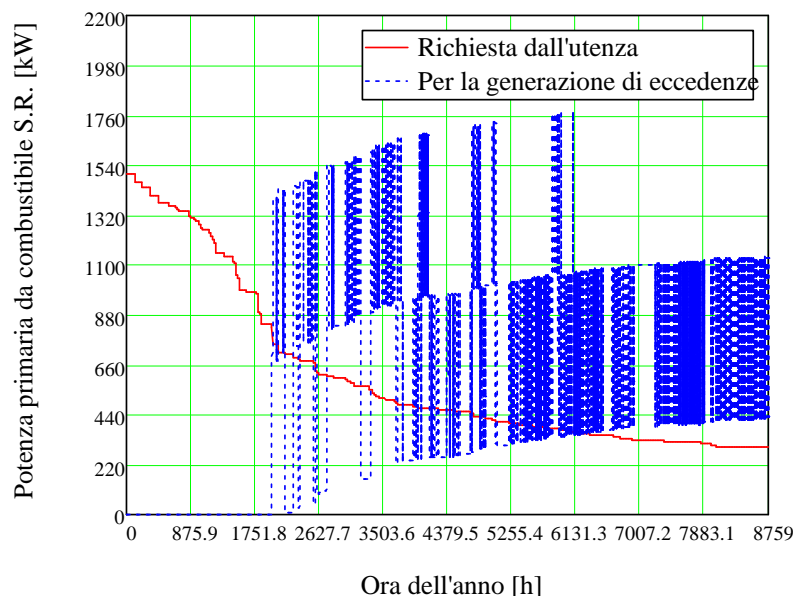


Fig. 61 - Confronto fra la potenza primaria richiesta dall'utenza per soddisfare il carico elettrico e quella necessaria per la generazione delle eccedenze.

Gli strumenti di calcolo descritti finora, pur validi ai fini di un'indagine predittiva condotta su un ristretto numero di configurazioni possibili, comportano una sostanziale impossibilità di condurre un'analisi energetica (ed economica) esaustiva su un campione significativo di configurazioni impiantistiche. Si delineano, quindi, due ordini di problemi tra loro collegati:

1. Una sostanziale impossibilità di dedurre conclusioni di carattere generale, soprattutto in merito ad un eventuale legame fra REP e SPB (o gli altri indici dell'investimento: VAN, IP), in qualche modo riconducibile ad una relazione funzionale o, comunque, in grado di delineare un trade-off fra gli obiettivi energetici e quelli economici; la determinazione di una configurazione impiantistica (numero e taglia dei cogeneratori, etc.) ottima risulta, quindi, del tutto vana.
2. Come conseguenza, l'impossibilità di determinare un insieme di configurazioni che restituiscano un valido compromesso fra i diversi obiettivi, a seguito di un'ottimizzazione vincolata ottenuta delimitando opportunamente il dominio delle funzioni obiettivo nello spazio delle variabili di decisione.

Ore/anno	η_{tm}	IRE	LT
8760	0.342	0.299	0.47
CUC _{SP}	CUC _{SR}	$\Delta E_p\%$	$\Delta CO_2\%$
0.787	0.655	16.75	32.40

Tabella 12 - Risultati energetici annui soluzione n.11.

Tali problematiche costituiscono l'ambito di applicazione della branca della matematica che va sotto il nome di "ottimizzazione vettoriale", più comunemente nota nel campo dell'ingegneria come analisi multi obiettivo (Multi Objective Analysis). Per tale motivo il problema della ricerca delle configurazioni di ottimo è stato affrontato ricorrendo agli strumenti propri di questa disciplina. Prima di presentare i principali risultati conseguiti, nel seguito viene proposta

una breve descrizione dei fondamenti teorici dell'ottimizzazione vettoriale e degli algoritmi risolutivi, mentre si rimanda a [22] per eventuali approfondimenti.

5.3 Criteri di ottimizzazione: Algoritmi deterministici e algoritmi stocastici

In un problema di ottimizzazione, in generale, si chiede di identificare il valore della variabile \mathbf{x} (vettore i cui elementi costituiscono i gradi di libertà del problema) che rende ottima la funzione obiettivo (o funzione di fitness) $F(\mathbf{x})$. La soluzione di un tale problema può avvalersi, a seconda dei casi, di algoritmi di calcolo deterministici ovvero stocastici. Gli algoritmi deterministici, a loro volta, si dividono in due importanti categorie, a seconda che facciano o meno uso delle derivate di funzione. Gli algoritmi che fanno uso delle derivate hanno un peso computazionale maggiore, perché le operazioni necessarie durante ciascuna iterazione sono più complicate di quelle eseguite dai metodi che non utilizzano le derivate. Questi ultimi non utilizzano strumenti matematici particolari, ma scelgono iterativamente una nuova soluzione tentando di ridurre (nei problemi di minimo) il valore della funzione obiettivo muovendosi all'interno della regione ammissibile. Il vantaggio principale di questo tipo di approccio è la maggior velocità con la quale si raggiunge una soluzione. Tuttavia, questo tipo di metodi non è in grado di assicurare l'ottimalità della soluzione.

Molti dei problemi di ottimizzazione possono essere ricondotti a quello di trovare un minimo globale in uno spazio limitato di ricerca, considerando eventualmente alcuni vincoli sullo spazio delle soluzioni ammissibili (ottimizzazione vincolata). Le tecniche esatte di risoluzione, però, non riescono spesso a trovare una soluzione in tempi accettabili; per questo motivo si ricorre a metodi di tipo euristico. Una importante caratteristica dei metodi stocastici in generale, che li differenzia dai metodi deterministici, è rappresentata dal fatto che i metodi stocastici consentono un momentaneo "deterioramento" della funzione fitness, consentendo a questi algoritmi di poter anche "sfuggire" da minimi locali e cercare soluzioni che risolvano il problema in esame in un'ottica globale. Dato che le strategie stocastiche sono metodi di ordine zero e richiedono solo la valutazione della funzione obiettivo in diversi punti dell'insieme di definizione, non è necessario fare ipotesi sulla continuità della funzione fitness o calcolare gradienti e matrici hessiane durante l'esecuzione dell'algoritmo. Nel presente lavoro, in particolare, l'attenzione sarà incentrata su una classe specifica di metodi stocastici costituita dai cosiddetti "algoritmi evolutivi".

Gli algoritmi evolutivi sono strategie euristiche che si ispirano all'evoluzione naturale, teorizzata da Darwin nel suo libro sull'evoluzione della specie, per risolvere problemi di ricerca di soluzioni di ottimo globale. Questo tipo di algoritmi si basa sul principio darwiniano secondo il quale gli elementi di una comunità che più risultano "adatti" all'ambiente che li circonda hanno maggiore possibilità di sopravvivere e di trasmettere le loro caratteristiche alla loro prole. Nei problemi di ottimizzazione, in pratica, si parte da un insieme di soluzioni che rappresentano una popolazione iniziale di individui, la quale evolve di generazione in generazione attraverso meccanismi simili alla riproduzione sessuale e alla mutazione dei geni. Questo meccanismo conduce ad una ricerca euristica che privilegia le regioni dello spazio di ricerca dove è maggiormente probabile trovare le soluzioni di ottimo, senza peraltro trascurare del tutto le regioni a più bassa probabilità di successo, alle quali si dedicheranno risorse di calcolo inferiori. Gli algoritmi evolutivi sono classificati fra i metodi di ricerca "deboli", così denominati perché si adattano a risolvere una grande varietà di problemi, incorporando poca conoscenza del dominio particolare, in contrapposizione a quelli "forti" che sfruttano le conoscenze del dominio applicativo. Si è visto però che gli algoritmi evolutivi tendono a sviluppare un'intelligenza emergente che li porta a risolvere in modo efficace anche problemi con domini particolari. Sebbene gli algoritmi

evolutivi siano generalmente caratterizzati da una notevole efficacia risolutiva, essi presentano l'handicap di richiedere numerose valutazioni della funzione obiettivo. E' solo grazie ai recenti notevoli miglioramenti in termini potenza di calcolo dei moderni elaboratori che questi algoritmi hanno ottenuto una forte popolarità. All'interno degli algoritmi evolutivi si è soliti distinguere fra diverse sottocategorie. Nel seguito verranno descritti, in particolare, gli algoritmi genetici che, insieme alle strategie evolutive, rappresentano i metodi che sono alla base dei più importanti algoritmi di ottimizzazione multiobiettivo.

ALGORITMI GENETICI

Gli algoritmi genetici sono stati sviluppati basandosi sulle teorie evuzionistiche di Darwin, presentate nel suo libro "On the Origin of Species by Means of Natural Selection" del 1859, e sono stati trattati per la prima volta da John Holland nel 1975. Come accennato in precedenza, partendo da una popolazione di individui che evolve di generazione in generazione, tali algoritmi eseguono una ricerca euristica che privilegia le zone dello spazio di ricerca dove è maggiormente probabile trovare soluzioni ottime. Tipicamente un algoritmo genetico è costituito da:

1. Una popolazione finita di individui di dimensione N , che rappresentano le soluzioni candidate a risolvere il problema.
2. Una funzione di adattamento, detta fitness, che fornisce una misura della bontà della soluzione e un'indicazione sugli individui più adatti a riprodursi.
3. Una serie di operatori genetici, che trasformano la popolazione originaria nelle successive generazioni.
4. Un criterio di terminazione, che stabilisce quando l'algoritmo si deve fermare (perché si arriva a una soluzione accettabile del problema o si superano i limiti di tempo imposti dall'utente).
5. Una serie di parametri di controllo.

Inizialmente, dunque, viene generata in modo casuale una popolazione nella quale ogni individuo è rappresentato da una stringa di lunghezza prefissata, tipicamente binaria. Quindi si valuta la fitness, cioè la funzione di adattamento di ognuno degli individui, si verifica se è soddisfatto il criterio di terminazione e in caso contrario si provvede a determinare una nuova generazione. La nuova popolazione sarà costruita applicando alla vecchia gli operatori principali dell'algoritmo, ovvero:

- La ricombinazione (crossover), che dati due elementi selezionati nella popolazione, detti genitori, genera due individui "figli" con caratteristiche ereditate da entrambi i parenti.
- La mutazione, che altera (inverte) uno o più geni (bit) di un individuo.
- La riproduzione, che copia un individuo inalterato nella nuova popolazione.

Questi operatori, che insieme al numero di generazioni massime e alla dimensione della popolazione costituiscono i parametri fondamentali dell'algoritmo, sono applicati con diverse probabilità fino a che la nuova popolazione non ha raggiunto la dimensione desiderata.

Sulla base della modalità con cui viene gestita la popolazione esistono diverse varianti di algoritmo genetico. Se l'intera popolazione è sostituita interamente dai nuovi elementi si parla di algoritmo generazionale, in caso contrario di algoritmo genetico steady-state (a stato fissato). Ancora, il modello è detto elitarista se l'elemento o gli elementi migliori sono conservati durante l'evoluzione della popolazione. Il modello a isole, invece, è caratterizzato da una serie di popolazioni che evolvono in maniera autonoma, con occasionali migrazioni di individui da un'isola all'altra. In generale, però, ogni individuo di una popolazione è rappresentato da una stringa di lunghezza prefissata di bit. I vantaggi della tradizionale codifica binaria negli algoritmi genetici sono evidenti: definizione implicita della precisione,

facilità nell'esaminare il tasso di convergenza e una definizione formalmente elegante degli operatori genetici. Ad ogni modo l'uso della codifica binaria comporta anche degli svantaggi, come quando si richiede una più alta precisione nei risultati. La comune rappresentazione binaria, quindi, non è spesso adatta a trasformare lo spazio dei problemi nello spazio delle rappresentazioni, perché una piccola distanza nel primo potrebbe corrispondere ad una grande distanza nel secondo. Ad un cambiamento di valore di una variabile da 31 a 32, per esempio, corrisponde il cambiamento di addirittura 6 bit nella loro rappresentazione (da 011111 a 100000) mentre un cambiamento da 32 a 33 produce il cambiamento di un solo bit (da 100000 a 100001). Per questo motivo, generalmente, viene impiegato il codice Gray per le codifica dei parametri.

Usando la similitudine con le teorie genetiche, la stringa di bit di un individuo rappresenta il genotipo dell'individuo (o cromosoma), mentre il fenotipo indica il comportamento dell'individuo ed è completamente dipendente dal dominio. La funzione di fitness genera un mapping dal genotipo al fenotipo; di conseguenza, due genotipi differenti potrebbero avere lo stesso valore di fitness, ma un'accurata progettazione dovrebbe evitare che ciò avvenga per due fenotipi diversi.

OPERATORI GENETICI

Gli algoritmi genetici utilizzano principalmente tre operatori: la riproduzione, la mutazione e la ricombinazione (crossover). I primi due si applicano ad un solo individuo, mentre il crossover necessita di due individui. Prima di applicare uno di questi operatori, dunque, è necessario selezionare uno o due individui della popolazione, a seconda del caso. Fra i più popolari metodi di selezione si ricordano il fitness-proportionate (o metodo della roulette) e il K-tournament. Il metodo della roulette assegna a ciascun individuo un valore compreso tra 0 e 1, facendo in modo che la somma complessiva sull'intera popolazione sia pari ad 1 e che agli individui caratterizzati da una miglior fitness siano assegnati valori più alti. Successivamente viene estratto un numero in modo random tra 0 e 1 e viene scelta la configurazione corrispondente. Il K-tournament, invece, sceglie K elementi a caso nella popolazione e sulla base dell'esito di un "torneo" indetto tra questi individui viene selezionato l'elemento vincente. Ovviamente, con entrambi i metodi gli individui con fitness migliore hanno maggiori probabilità di essere selezionati e, quindi, di trasmettere i propri geni alla generazione successiva nel rispetto dei meccanismi evolutivi di sopravvivenza. Una volta selezionato l'individuo (o gli individui) viene scelto in modo altrettanto random un operatore genetico. La scelta, pur essendo casuale, si basa su valori di probabilità diversi assegnati a ciascun operatore.

Il meccanismo di **riproduzione** copia semplicemente l'individuo nella nuova popolazione, lasciando intatto tutto il suo patrimonio genetico. La **mutazione** inverte uno o più bit del genotipo dell'individuo, scelti casualmente con una distribuzione uniforme, e inserisce in tal modo diversità nella popolazione, portando la ricerca verso regioni inesplorate. Il **crossover** combina i patrimoni genetici dei due genitori in modo da definire due individui "figli", ognuno dei quali possiede il patrimonio genetico di entrambi. Esistono diverse tipologie di crossover. Il crossover ad un punto (Fig. 62) sceglie in modo casuale una posizione della stringa di bit e genera i figli nel modo seguente: supponendo che la stringa sia di lunghezza L , si sceglie un valore casuale K compreso nell'intervallo $(1, \dots, L)$; a questo punto il primo figlio erediterà i geni compresi nell'intervallo $(1, \dots, K)$ dal primo genitore e quelli nell'intervallo $(K+1, \dots, L)$ dall'altro, il secondo l'inverso.

Un'altra tipologia largamente usata di crossover è quella a due punti (Fig. 63), in cui le stringhe sono scambiate, con procedimento analogo al precedente, fra due punti scelti a caso.

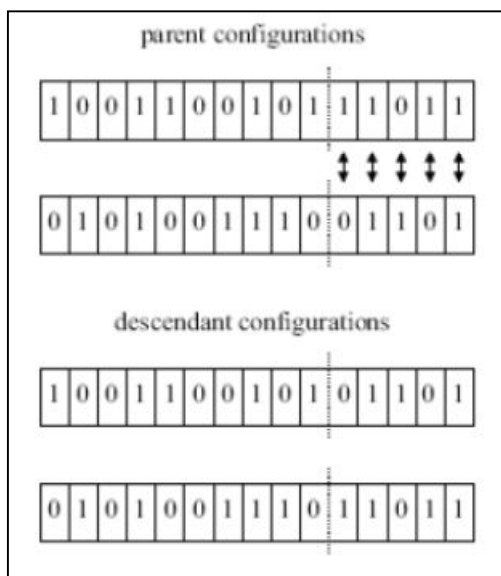


Fig. 62 - Rappresentazione schematica dell'operatore di crossover ad un punto.

Il crossover è la forza trainante dell'algoritmo genetico ed è l'operatore che maggiormente promuove la convergenza, anche se un suo uso troppo spregiudicato può portare ad una convergenza prematura della ricerca verso soluzioni di massimo/minimo locale.

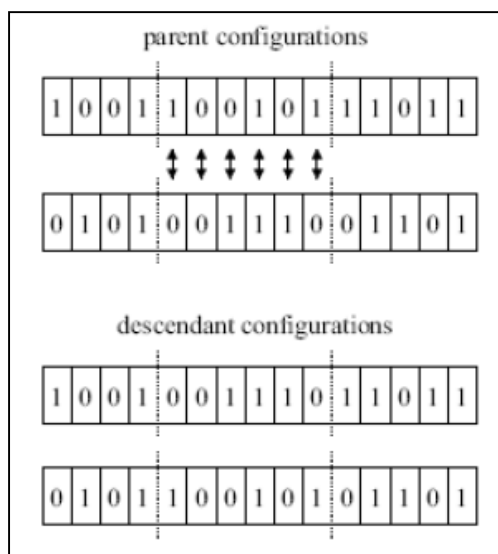


Fig. 63 - Rappresentazione schematica dell'operatore di crossover ad un punto.

I parametri che regolano la minore o maggiore influenza di un operatore su un altro sono la probabilità di crossover, di mutazione e di riproduzione. La somma di queste probabilità deve essere uguale a 1, anche se esistono varianti di algoritmo genetico che realizzano in ogni caso la mutazione, anche dopo il crossover per garantire maggiore diversità nella popolazione. In realtà la scelta dei parametri e del tipo particolare di operatore usato dipendono fortemente dal dominio del problema, perciò non è possibile, a priori, stabilire le specifiche di un algoritmo genetico. Addirittura sono stati sviluppati con un certo successo algoritmi ibridi che prevedono la sostituzione della mutazione con un algoritmo fortemente dipendente dal dominio.

L'azione degli operatori genetici sulla vecchia popolazione da origine, dunque, ad una nuova popolazione, nella quale ad ogni individuo viene assegnato un valore di fitness. La differenza numerica tra nuova e vecchia popolazione,

indotta dalla ricombinazione, è chiamata generational gap. Se il numero di nuovi individui introdotti ad ogni generazione è uno o due allora siamo di fronte ad un algoritmo steady-state. Inoltre si dice che l'algoritmo usa una strategia elitistica se gli individui con miglior fitness vengono deterministicamente scelti per generare le successive generazioni. Per mantenere costante la dimensione della popolazione originaria, potrebbe essere necessario un reinserimento dei vecchi individui nella nuova generazione. Analogamente, se non tutti i nuovi individui vengono utilizzati per ogni generazione si rende necessario l'utilizzo di una procedura di reinserimento per determinare quali individui devono esistere anche nella nuova generazione. Un importante vantaggio derivante dal non arricchire la popolazione di un numero di individui via via crescente consiste nel ridotto costo (e quindi il tempo) computazionale. Nel caso di algoritmi steady-state con pochissimi individui aggiunti si rende addirittura possibile l'utilizzo di calcolatori con requisiti di sistema piuttosto bassi in termini di memoria disponibile.

La strategia più intuitiva per individuare quali membri della vecchia popolazione sostituire consiste nel selezionare gli individui con la peggior valutazione di fitness, comportando così in qualche modo l'adozione di una strategia elitistica.

TERMINAZIONE

Dato che gli algoritmi genetici sono metodi di ricerca stocastici, è difficile definire criteri di convergenza. In molti casi può accadere che il valor medio della fitness di una popolazione può rimanere praticamente fermo per un certo numero di generazioni prima di trovare un individuo con la fitness ottimale. Pertanto l'adozione dei convenzionali criteri di terminazione può risultare problematica. Una pratica comune è quella di terminare l'algoritmo quando il numero di generazioni raggiunge un valore predeterminato. Successivamente vengono valutati i membri con fitness migliore e se i corrispondenti valori non sono compatibili con le richieste iniziali si può far ripartire l'algoritmo dando inizio ad una ulteriore ricerca.

5.4 Ottimizzazione Multiobiettivo: Cenni

Il ruolo attuale dell'ottimizzazione multiobiettivo nella progettazione industriale risulta sempre più rilevante. La crescente potenza di calcolo dei moderni elaboratori, infatti, fornisce ai progettisti la possibilità di costruire modelli parametrici complessi che possono essere utilizzati per realizzare procedure di ottimizzazione automatiche. Come accade in gran parte dei problemi di progettazione, gli obiettivi di cui tener conto sono molti e spesso in contrasto tra loro. L'approccio classico, tuttora ampiamente utilizzato, per affrontare problemi di ottimizzazione multiobiettivo consiste nel trasformare il problema multi-obiettivo in uno mono-obiettivo utilizzando informazioni ulteriori sul problema che formalizzino un grado di preferenza tra i diversi target. Il problema mono-obiettivo così ottenuto viene successivamente risolto tramite una delle tecniche classiche di ottimizzazione, deterministiche o stocastiche. In questa ottica il problema multi-obiettivo viene visto come un caso particolare del problema mono-obiettivo. Questo approccio ha principalmente tre svantaggi:

1. La varietà di soluzioni di un problema multiobiettivo viene così ridotta a una sola soluzione con una conseguente significativa perdita di informazione.

2. La scelta di una soluzione tra le infinite possibili (o meglio, tra le n numericamente disponibili) attraverso informazioni aggiuntive viene fatta a priori, cioè senza una completa informazione su tutte le possibili soluzioni.

3. Esistono alcuni casi di problemi (non convessi) in cui l'approccio multiobiettivo puro fornisce soluzioni che da un punto di vista matematico sarebbe impossibile ottenere attraverso un approccio classico.

L'approccio derivato dalla teoria dei Pareto non richiede una scelta a priori del grado di preferenza e inverte il punto di vista, considerando il problema mono-obiettivo come un caso particolare del problema multi-obiettivo. Il risultato dell'ottimizzazione non è più uno soltanto ma una varietà, un campionamento delle infinite soluzioni Pareto-ottime. La teoria dei problemi multiobiettivo è d'altra parte matura e fornisce utili teoremi di esistenza e unicità delle soluzioni, sia quando si considerano le classiche formulazioni scalarizzate, sia quando il problema è affrontato attraverso la teoria degli ottimi di Pareto. Inoltre, una notevole varietà di metodi evolutivi e non evolutivi specificamente sviluppati per l'ottimizzazione multiobiettivo secondo Pareto sono presenti in letteratura e sono tuttora oggetto dello studio della comunità scientifica. Allo scopo di confrontare questa enorme varietà di metodi diversi in maniera univoca, specifici criteri di convergenza e misure dell'errore di approssimazione sono in corso di studio, perché l'estensione all'approssimazione del fronte di Pareto dei suddetti concetti non è per nulla immediata.

D'altra parte l'applicazione di tali algoritmi a problemi reali di progettazione è spesso difficile e poco pratica da un punto di vista del costo computazionale, a causa dell'elevato numero di chiamate alla funzione obiettivo (fissato il numero delle soluzioni desiderate). Nel seguito, dopo alcuni cenni storici e una breve introduzione dei concetti che sono alla base della teoria dell'ottimizzazione multiobiettivo, sarà brevemente illustrato uno dei più importanti metodi classici di soluzione, il MOGA, appartenente alla classe degli algoritmi evolutivi, definendone pregi, difetti e soprattutto i campi di applicazione più adeguati.

Le origini dei fondamenti matematici dell'ottimizzazione multiobiettivo possono essere retrodatate al periodo che va dal 1895 al 1906. Durante questo periodo Georg Cantor e Felix Hausdorff posero le fondamenta di spazi ordinati di dimensione infinita. Cantor introdusse anche il concetto di classi equivalenti ed enunciò la prima condizione sufficiente per l'esistenza di una "utility function". Hausdorff diede inoltre il primo esempio di ordinamento completo. Ad ogni modo fu il concetto di "problema di massimo vettoriale" introdotto da H.W. Kuhn e A.W. Tucker a definire l'ottimizzazione multiobiettivo come una disciplina matematica, qual'è oggi. La cosiddetta "efficienza esatta" nel contesto dell'ottimizzazione multiobiettivo può essere considerata come il primo tentativo serio di derivare una teoria per questa disciplina. Questa stessa direzione venne successivamente seguita da K.J. Harrow che usò il termine "ammissibile" invece di "efficiente". Fu, però, solamente intorno al 1960 che i fondamenti teorici furono consolidati e presi in seria considerazione anche da matematici puri come L. Hurwicz, il quale generalizzò i risultati di Kuhn e Tucker negli spazi vettoriali.

Un problema generico di ottimizzazione multiobiettivo può essere definito come la minimizzazione o massimizzazione di una funzione a valori reali definita su un insieme specificato. L'importanza di questo modello matematico deriva, ovviamente, dal fatto che molti problemi reali vengono affrontati facendovi ricorso. Tuttavia quasi ogni problema reale di ottimizzazione è caratterizzato dalla presenza contemporanea di più obiettivi, cioè funzioni a valori reali da massimizzare e/o minimizzare, tipicamente in contrasto tra loro. Quando non diversamente specificato, tale problema può essere così formalizzato:

$$\begin{aligned} \mathbf{f} &= f_1, \dots, f_m \\ \text{Dove: } & \mathbf{x} \in R^n, \quad R = 1, \dots, 2 \end{aligned}$$

con evidente significato dei simboli utilizzati. Si osservi subito che, essendo lo spazio dei vettori k -dimensionali non ordinato, non è possibile definire un minimo sfruttando i concetti classici utilizzati nel caso di funzioni scalari. In effetti la ricerca del minimo nel suddetto problema è affrontata sulla base del criterio di non dominazione secondo Pareto che verrà introdotto a breve. D'ora in avanti si indicherà con R lo spazio degli obiettivi e con R^n lo spazio delle variabili di decisione. Un vettore x sarà pertanto un vettore di decisioni mentre $f(x)$ un vettore di obiettivi. Si indicherà, inoltre, con F il vettore delle funzioni obiettivo e con $F = F(x)$ l'immagine della regione ammissibile nello spazio degli obiettivi. In particolare si dirà che un vettore di obiettivi f è ammissibile quando risulti $f \in F$. Se le funzioni obiettivo fossero in conflitto tra loro una soluzione banale al problema sarebbe quella ottenibile risolvendo separatamente k problemi di ottimizzazione mono-obiettivo (uno per ogni funzione obiettivo). Non sarebbe pertanto necessario applicare alcuna tecnica specifica di soluzione. In questo contesto si assume, quindi, che le funzioni f_1, f_2, \dots, f_k siano, almeno in parte, in contrasto tra loro.

Il concetto di "Ottimalità secondo Pareto" può essere considerato il più importante nell'ambito dell'ottimizzazione multiobiettivo. La definizione che verrà utilizzata è quella proposta per la prima volta da Edgeworth nel 1881 e successivamente ripresa da Vilfredo Pareto, che la approfondì ulteriormente, nel 1896.

Relazione di dominazione. Definizione:

Dati due vettori f, g , si dice che f domina secondo Pareto ($f \succ g$) quando risulta:

$$f_i > g_i \quad i = 1, 2, \dots, k \quad \text{e}$$

$$f_j \geq g_j \quad j = 1, 2, \dots, k$$

La relazione binaria \succ è un ordinamento parziale (non riflessivo) nello spazio delle k -ple di numeri reali. Per comprenderne meglio il significato si può dare un'interpretazione geometrica a questa definizione. Si immagini di avere un insieme di soluzioni per un problema di ottimizzazione con due funzioni obiettivo da massimizzare e di inserire in un grafico i punti soluzione trovati (Fig. 64).

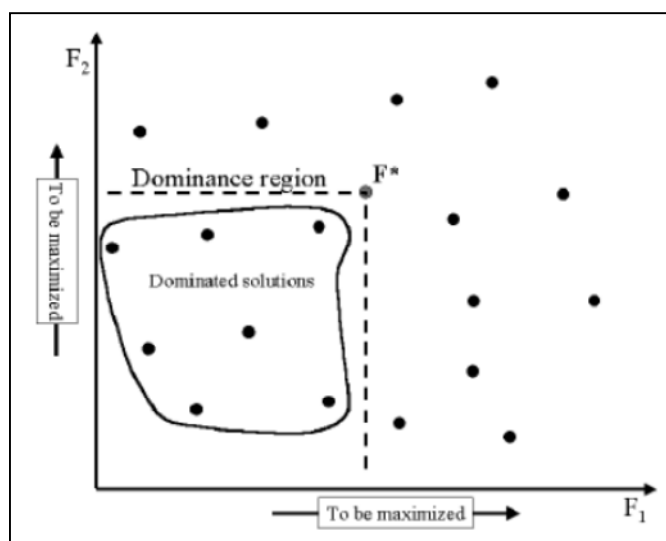


Fig. 64 - Rappresentazione grafica del concetto di dominazione.

Si focalizzi l'attenzione sul punto F^* , immagine attraverso la funzione F di un punto $x^* \in X$, e si considerino due semiassi paralleli agli assi principali, con origine nel punto F^* e orientati verso infinito o meno infinito a seconda se la relativa funzione obiettivo deve essere minimizzata o massimizzata. La regione delimitata dai semiassi aventi origine nella soluzione $F^* = F(x^*)$ è detta regione di dominazione e tutte le soluzioni al suo interno sono dette soluzioni dominate. Sfruttando la relazione è possibile dare la seguente definizione di ottimalità secondo Pareto:

Ottimalità secondo Pareto. Definizione

Un vettore di decisioni $x^* \in X$ è un ottimo secondo Pareto (PO) se non esiste un altro vettore $x \in X$ tale che:

$$F(x) \leq F(x^*)$$

Dualmente si dirà che un vettore di obiettivi $z^* \in Z$ è ottimo secondo Pareto quando non esiste un altro vettore $z \in Z$ tale che:

Se si è in un punto ottimo secondo Pareto, quindi, e si vuole ulteriormente diminuire il valore di una o più funzioni obiettivo bisogna essere disposti ad accettare un conseguente aumento di almeno una delle rimanenti funzioni. In tal senso si può affermare che, nello spazio degli obiettivi, gli ottimi di Pareto sono punti di equilibrio che si trovano sulla frontiera dell'insieme Z . La definizione di ottimo secondo Pareto è ovviamente una definizione di ottimo globale dato che si richiede la validità di una certa proprietà su tutto l'insieme ammissibile del problema. E' evidentemente possibile, però, dare una definizione di ottimo locale secondo Pareto:

Ottimo locale secondo Pareto. Definizione:

Un vettore di decisioni $x^* \in X$ è un ottimo locale di Pareto se esiste un numero $\delta > 0$ tale che x^* è ottimo secondo Pareto in $X \cap B(x^*, \delta)$.

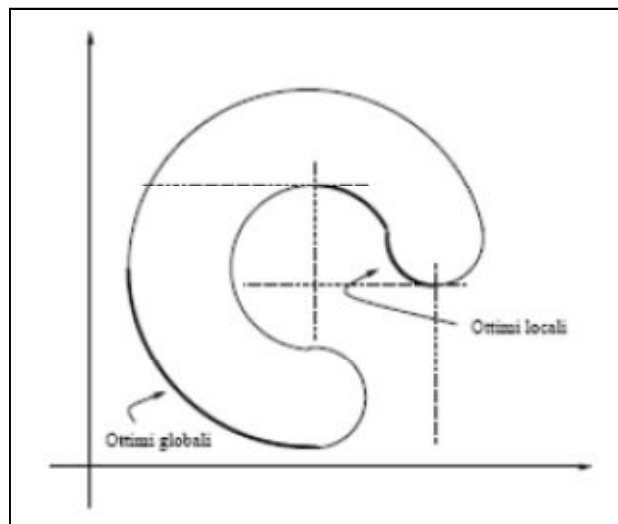


Fig. 65 - Esempio di ottimi globali e locali di Pareto per un insieme Z.

In Fig. 65 è riportato un esempio di ottimi globali e locali di Pareto per un insieme Z. Ovviamente ogni ottimo globale è anche ottimo locale di Pareto. Il viceversa generalmente non vale. Se però si considera un problema convesso,

cioè un problema in cui tutte le funzioni obiettivo sono convesse, è possibile dimostrare che in questo caso tutti gli ottimi locali sono anche ottimi globali. Una volta acquisito il concetto di ottimalità globale secondo Pareto, restano automaticamente definiti l'Insieme degli Ottimi di Pareto (Pareto Optimal Set, POS) e la Frontiera efficiente di Pareto (Fronte di Pareto o Pareto Optimal Front, POF), definiti rispettivamente come segue:

Insieme degli ottimi di Pareto (POS). Definizione:

$$POS = \{x^* \in X : x^* \text{ è PO}\}$$

Frontiera efficiente di Pareto (POF). Definizione:

$$POF = \{F(x^*) \in Z : x^* \in POS\}, \text{ ovvero l'immagine del POS attraverso } F.$$

Una rappresentazione grafica degli insiemi POS e POF è illustrata in Fig. 66 con un tipico esempio. Come si può osservare il Fronte di Pareto è facilmente rappresentabile quando le funzioni obiettivo sono 2, mentre diventa più complesso quando sono 3 (ovviamente diventa impossibile per problemi con più di 3 funzioni obiettivo).

Un Fronte di Pareto, in generale, può essere descritto esplicitando una funzione di una fitness in funzione delle rimanenti, ovvero:

$$POF = \{F_1, \dots, F_n\} \tag{5.1}$$

Un problema multiobiettivo è definito convesso se e solo se tutte le funzioni obiettivo sono convesse. E' definito non-convesso se e solo se almeno una funzione obiettivo è non-convessa. Per un problema convesso, dunque, si verifica che la (5.1) è una funzione convessa (Fig. 67). Un problema multiobiettivo è definito, invece, discontinuo se e solo se la (5.1) è discontinua. In Fig. 68 è riportato un esempio schematico di problema discontinuo.

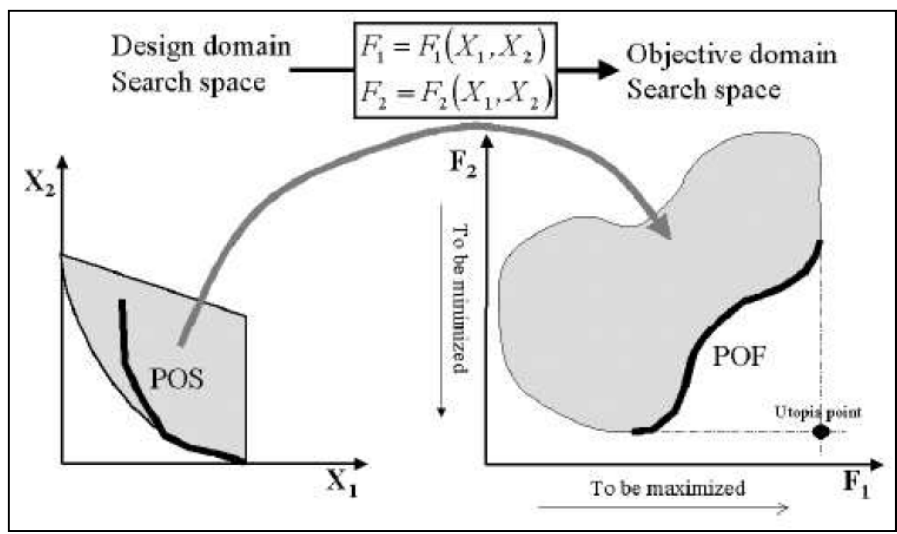


Fig. 66 - Rappresentazione grafica dell'Insieme degli ottimi di Pareto (POS) e del Fronte di Pareto (POF).

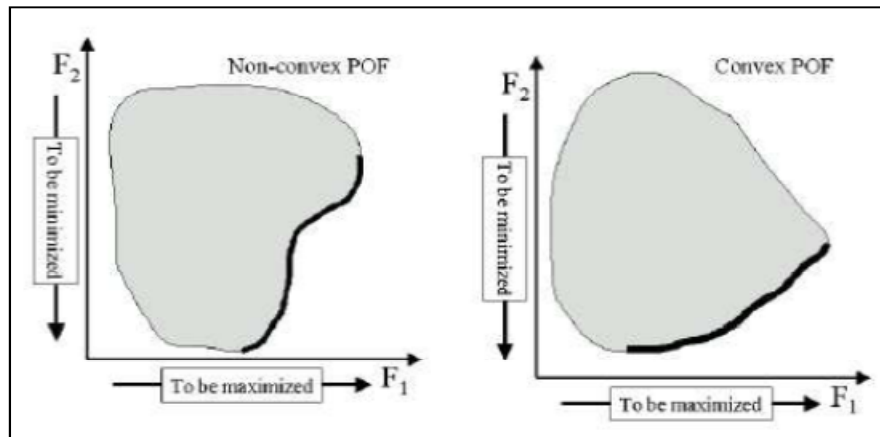


Fig. 67 - Esempio di problema convesso.

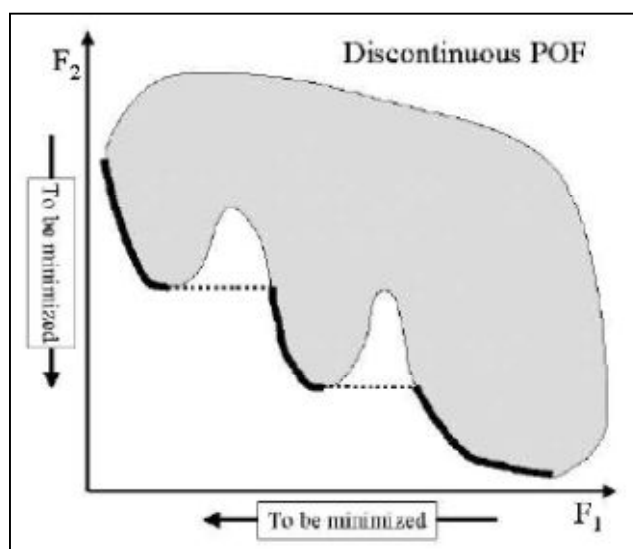


Fig. 68 - Esempio di problema discontinuo.

Generare le soluzioni ottime secondo Pareto costituisce una parte essenziale della risoluzione di un problema multiobiettivo. Nel seguito si considererà un problema in cui X è definito da vincoli di disuguaglianza, cioè:

$$\min \mathbf{F}(\mathbf{x})$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq 0$$

$$\text{ove } \mathbf{F}: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^k, k \geq 2$$

$\mathbf{g}: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ sono funzioni continuamente differenziabili ed X assume la seguente struttura:

$$X = \{ \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n : \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq 0 \}$$

Matematicamente parlando, il suddetto problema si considera risolto una volta che sia stato individuato l'insieme degli ottimi di Pareto. Spesso, però, è necessario ordinare tutte le soluzioni trovate e quindi selezionare la migliore rispetto a tale ordinamento. Per questo motivo si ha bisogno di un decisore che indichi, in base alle proprie preferenze, come ordinare l'insieme degli ottimi di Pareto del problema. In base al ruolo svolto dal decisore nella strategia di soluzione, i metodi risolutivi classici vengono spesso suddivisi in quattro categorie:

1. Metodi senza preferenze, nei quali il decisore non ha nessun ruolo e si considera soddisfacente l'aver trovato

un qualunque ottimo di Pareto.

2. Metodi a posteriori, nei quali si genera l'insieme di tutti gli ottimi di Pareto e poi lo si presenta al decisore che sceglie la soluzione per lui migliore.

3. Metodi a priori, nei quali il decisore specifica le sue preferenze prima che abbia inizio il processo risolutivo. In base alle informazioni avute dal decisore viene direttamente trovata la soluzione ottima migliore, senza dover dunque generare tutti gli ottimi di Pareto.

4. Metodi interattivi, nei quali il decisore specifica le sue preferenze mano a mano che l'algoritmo procede, guidando in tal modo il processo risolutivo verso la soluzione per lui più soddisfacente.

Al di là di questa distinzione, tutti i metodi classici di soluzione si basano sulla medesima idea di fondo, ovvero quella di trasformare il problema multiobiettivo originario in uno mono obiettivo. Tale tecnica è nota come scalarizzazione. Sebbene questa tecnica sia di facile implementazione essa presenta una serie di svantaggi, primo fra tutti quello di restituire una sola soluzione ipotizzata ottimale. Un primo problema è costituito dal fatto che si perdono informazioni sulla collocazione di questa soluzione rispetto al Fronte di Pareto effettivo; in alcuni casi la soluzione può risultare addirittura una soluzione dominata. Una seconda osservazione, ancora più importante, è che con la scalarizzazione viene in qualche modo disattesa la filosofia stessa di un problema multiobiettivo, finalizzata a determinare una certa varietà di soluzioni distribuite sul Fronte di Pareto. Conoscere questa varietà di soluzioni risulta estremamente utile in quanto offre al progettista un'ampia scelta a disposizione. Per questi motivi la formulazione Pareto-ottima del problema multiobiettivo, in cui non vengono considerate scalarizzazioni ed in cui tutti gli obiettivi in contrasto vengono tenuti separati, costituisce un metodo di soluzione sicuramente più valido e affidabile. In Fig. 69 è illustrato schematicamente il diverso approccio dei due metodi.

Gli algoritmi prettamente multiobiettivo attualmente più utilizzati sono i cosiddetti MOEA (Multiobjective optimization evolutionary algorithm).

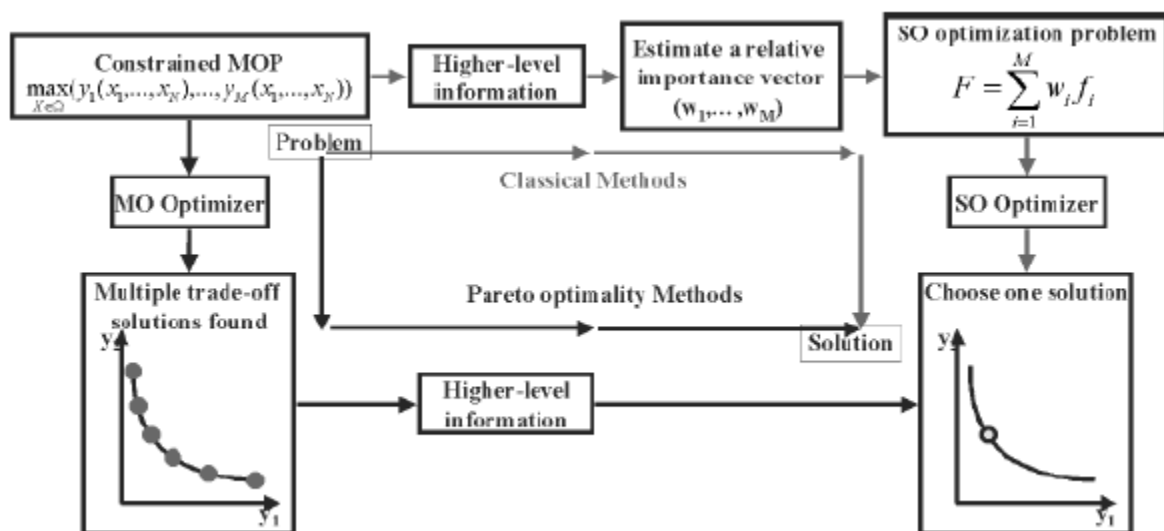


Fig. 69 – Rappresentazione schematica dei due diversi approcci: multiobiettivo e mono obiettivo.

La prima implementazione moderna di ciò che oggi è chiamato algoritmo multiobiettivo evolutivo (MOEA – Multiobjective optimization evolutionary algorithm) viene attribuita a David Schaffer che propose il VEGA (Vector Evaluation Genetic Algorithm) nel 1984. I lavori di Schaffer vennero presentati alla Prima Conferenza Internazionale

sugli Algoritmi Genetici e il test che presentò (un semplice problema a due obiettivi non vincolato) divenne il banco di prova ufficiale per molti algoritmi negli anni successivi.

Gli algoritmi evolutivi sono estremamente efficaci nel risolvere problemi multiobiettivo perché essi riescono a gestire simultaneamente un insieme nutrito di soluzioni (la cosiddetta popolazione). Questa peculiarità permette agli algoritmi di trovare un consistente numero di punti Pareto-ottimi in una sola esecuzione. Inoltre gli algoritmi evolutivi sono poco influenzati dalla forma e continuità del fronte di Pareto e, pertanto, possono essere utilizzati con successo anche in presenza di fronti discontinui e/o concavi. Gli algoritmi MOEA hanno dimostrato negli anni una straordinaria efficacia nel risolvere problemi di ottimizzazione nei più disparati campi di applicazione. Infatti, come si può osservare dal grafico in Fig. 70 (aggiornato ai primi mesi del 2007), la comunità scientifica ha prodotto pubblicazioni in numero crescente soprattutto a partire da metà degli anni '90, testimoniando così un interesse sempre più vivo nei confronti di questa metodologia. A differenza degli algoritmi basati su logica deterministica che richiedono una certa conoscenza del dominio di applicazione e che spesso puntano a minimi locali, gli algoritmi evolutivi, essendo di natura stocastica, permettono in genere una mappatura completa del dominio di lavoro sfuggendo ai minimi locali.

Per i motivi più volte esposti nella precedente trattazione, fra le varie tipologie di algoritmi evolutivi si farà riferimento ai cosiddetti Pareto-based. A questa categoria appartengono tutti gli algoritmi che incorporano il concetto di Pareto-ottimalità nel loro meccanismo di selezione. L'idea di utilizzare un approccio Pareto-based venne introdotta da Goldberg per risolvere i problemi proposti da Schaffer. Egli suggerì l'utilizzo di una classificazione (ranking) e di una selezione basati sul concetto di non-dominazione per orientare la popolazione verso il fronte di Pareto. L'idea di base è quella di cercare all'interno della popolazione iniziale degli individui non dominati e assegnargli un alto valore di rank. Successivamente questi individui vengono eliminati e si ripropone la stessa analisi per la popolazione rimanente. Il processo continua fino a che tutta la popolazione non viene "classificata", come mostrato in Fig. 71.

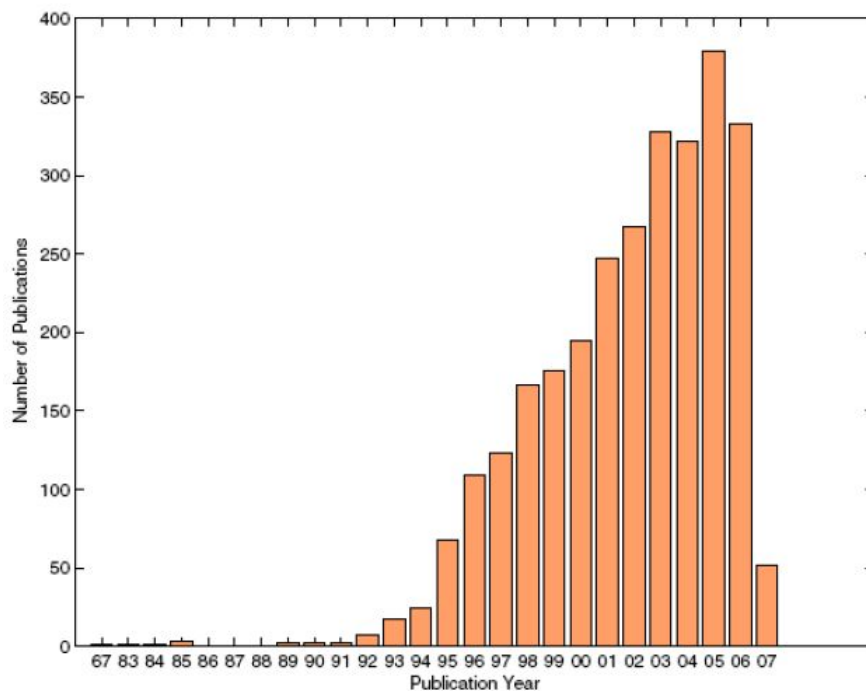


Fig. 70 - Evoluzione negli anni del numero di pubblicazioni incentrate sui metodi MOEA (Fonte: Tesi di laurea "PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO IN AMBITO CIRCUITALE", M. Sorrentino, 2006-2007).

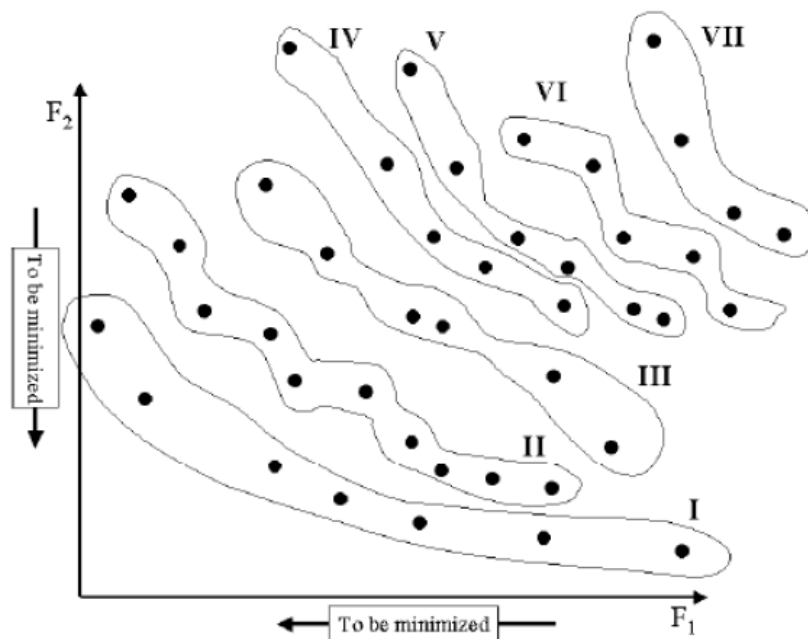


Fig. 71 - Rappresentazione schematica del processo di classificazione della popolazione (Fonte: Tesi di laurea "PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO IN AMBITO CIRCUITALE", M. Sorrentino, 2006-2007).

L'idea di fondo è che tutti gli individui non dominati appartenenti ad uno stesso rank hanno la stessa probabilità di riprodursi, sicuramente più elevata degli individui dominati da questi ultimi. In effetti esistono vari modi per implementare questo ranking, tra cui:

- Il *dominance ranking* (Fig. 72), in cui ad ogni individuo è assegnato un valore pari al numero di individui da cui viene dominato più uno.
- Il *dominance count*, in cui ad ogni individuo è assegnato un valore pari al numero di individui dominati.

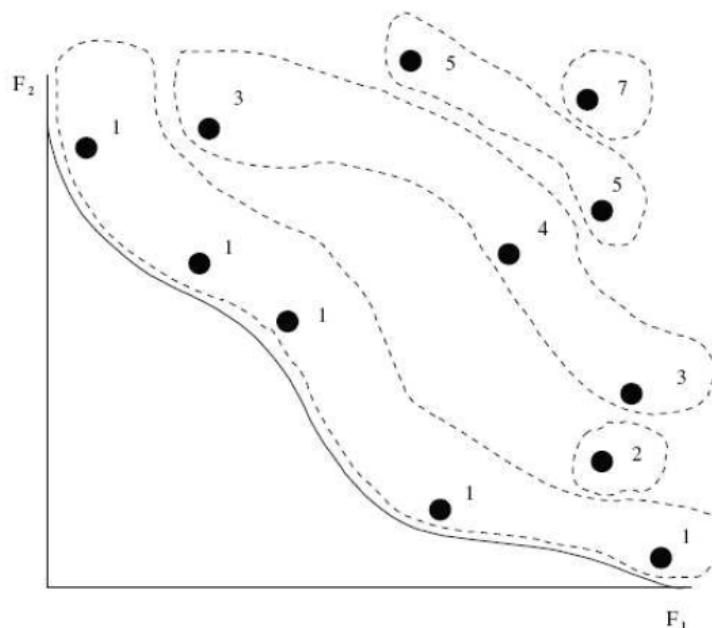


Fig. 72 - Esempio di classificazione basata sul metodo del dominance ranking (Fonte: Tesi di laurea "PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO IN AMBITO CIRCUITALE", M. Sorrentino, 2006-2007).

Il problema di mantenere una certa “diversità” tra gli individui della popolazione è stato spesso affrontato da molti ricercatori. Per questo motivo sono state individuate tecniche di niching (segmentazione) e soprattutto di fitness sharing. Quest’ultima, in particolare, permette di evitare che l’algoritmo converga verso un solo punto dello spazio degli obiettivi, permettendo agli individui di convergere verso tutte le regioni del fronte di Pareto. Negli ultimi anni è stato intensificato anche l’uso di schemi elitistici, cioè di tecniche atte a preservare gli individui migliori in modo deterministico. In pratica viene utilizzata una sorta di archivio esterno (denominato seconda popolazione) che interagisce in qualche modo con la popolazione principale, in modo da migliorare anche la distribuzione delle soluzioni. In alternativa, alcuni algoritmi usano una plus selection mediante la quale gli individui genitori sono “mescolati” ai figli formando una nuova popolazione da cui verranno tratti solo gli individui migliori. Il principale problema di questi metodi consiste nell’alto onere computazionale, generalmente dell’ordine di $k \cdot M^2$ (dove k è il numero degli obiettivi ed M la grandezza della popolazione), che ne pregiudica l’utilizzo quando questi due parametri assumono valori molto alti. Il più famoso di questi algoritmi è l’NSGA-II (Nondominated sorting genetic algorithm).

MULTI-OBJECTIVE GENETIC ALGORITHM (MOGA)

C.M. Fonseca e P.J. Fleming proposero una variazione della tecnica di Goldberg chiamata “Multi-objective Genetic Algorithm (MOGA)” in cui il rank di un dato individuo equivale al numero di cromosomi nell’attuale popolazione dai quali è dominato. Si consideri, ad esempio, un individuo x_i alla generazione t dominato da i^t individui nell’attuale generazione; ad un individuo, dunque, viene assegnato un rank con la seguente regola: $rank(x_i, t) = I + i^t$. L’algoritmo formale in pseudo-codice è mostrato in Fig. 73, dove N' rappresenta la dimensione della popolazione, g il numero di generazioni richieste, $f_j(x_k)$ è la j -esima funzione obiettivo, x_k è il k -esimo individuo e P' la popolazione. A tutti gli individui non dominati viene assegnato $rank=I$, mentre quelli dominati subiscono un $rank$ penalizzato in funzione della densità di popolazione della corrispondente regione di trade-off.

Algorithm 1 MOGA algorithm

```

1: procedure MOGA( $N', g, f_k(x)$ ) ▷  $N'$  members evolved  $g$  generations to solve  $f_k(x)$ 
2:   Initialize Population  $P'$ 
3:   Evaluate Objective Values
4:   Assign Rank based on Pareto Dominance
5:   Compute Niche Count
6:   Assign Linearly Scaled Fitness
7:   Shared Fitness
8:   for  $i=1$  to  $g$  do
9:     Selection via Stochastic Universal Sampling
10:    Single Point Crossover
11:    Mutation
12:    Evaluate Objective Values
13:    Assign Rank Based on Pareto Dominance
14:    Compute Niche Count
15:    Assign Linearly Scaled Fitness
16:    Assign Shared Fitness
17:  end for
18: end procedure

```

Fig. 73 - Pseudo-codice dell'algoritmo MOGA (Fonte: Tesi di laurea “PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO IN AMBITO CIRCUITALE”, M. Sorrentino, 2006-2007).

Il valore di fitness viene assegnato in questo modo:

- Viene ordinata la popolazione in base al *rank*.
- Viene assegnata la fitness agli individui tramite interpolazione tra i migliori e i peggiori *rank*.
- Si calcola la media delle fitness di individui nello stesso *rank* in modo che tutti vengano campionati con la stessa frequenza. Questa procedura mantiene costante la fitness globale della popolazione mentre viene esercitata un'adeguata "pressione" di selezione.

Una controindicazione di questa tecnica è rappresentata da una frequente convergenza prematura. Per evitare che ciò si verifichi, Fonseca e Fleming hanno, però, proposto un metodo per distribuire la popolazione sulla regione Pareto-ottima, applicando una tecnica di sharing direttamente ai valori della funzione obiettivo. Il MOGA è riconosciuto come uno degli algoritmi evolutivi dalle migliori prestazioni e, per questo, è uno dei più utilizzati nei problemi di ottimizzazione multiobiettivo.

5.5 Ottimizzazione Multiobiettivo: Risultati

La determinazione delle configurazioni di ottimo attraverso gli strumenti propri dell'analisi multiobiettivo ha richiesto, in primo luogo, la codifica degli algoritmi di calcolo utilizzati per le analisi condotte all'inizio del capitolo V in un comune linguaggio di programmazione. Ciò al fine di poter facilmente automatizzare la procedura di calcolo interfacciando il codice con un solutore commerciale. In particolare, tutti i risultati fanno riferimento all'algoritmo finalizzato alla gestione energeticamente ottima dell'impianto, precedentemente indicato con l'acronimo GMREP. Al fine di estendere l'indagine in un range ampio di variabilità delle grandezze di interesse sfruttando, così, le grandi potenzialità offerte dallo strumento di ottimizzazione, è stato necessario definire opportune correlazioni necessarie per tenere in conto della variazione del rendimento elettrico e termico nominale dell'impianto al variare della taglia. In Fig. 74 queste curve, ricavate sulla base di analisi di regressione basate sui valori di targa dichiarati da alcuni importanti Costruttori di unità cogenerative e riferiti a prodotti commercializzati, sono riportate nel campo delle potenze elettriche comprese fra i 329 ed gli 800kW.

La Fig. 75 mostra, invece, la legge lineare utilizzata per la definizione del costo specifico d'investimento della singola unità cogenerativa al variare della taglia del gruppo motogeneratore.

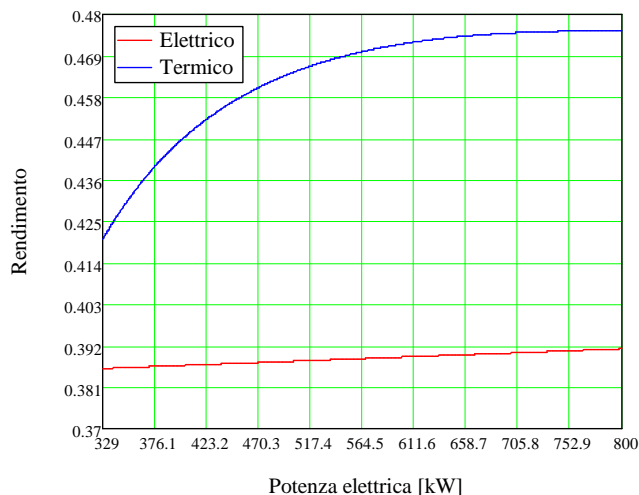


Fig. 74 - Leggi di variazione del rendimento elettrico e termico del cogeneratore al variare della taglia dell'impianto.

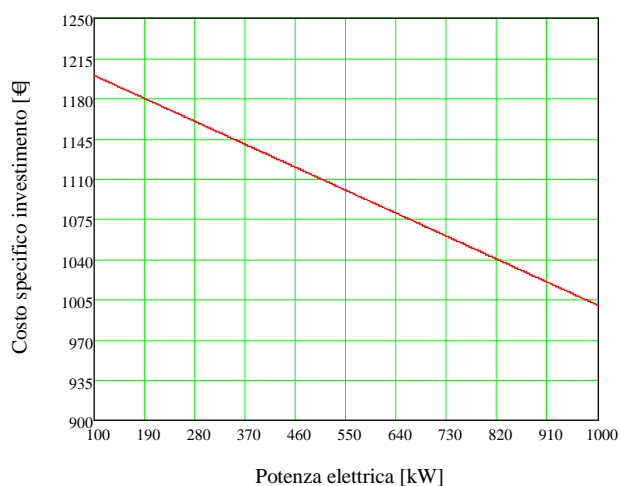


Fig. 75 - Costo specifico d'investimento dell'impianto al variare della taglia.

Sono stati, così, analizzati i risultati conseguibili mediante 4576 configurazioni impiantistiche, ottenute delimitando opportunamente lo spazio delle variabili di decisione, nel caso in esame costituite dalla taglia del singolo cogeneratore, variabile nell'intervallo 150÷800kW, e dal numero degli stessi, variabile nell'intervallo 1÷9. Con riferimento alle due funzioni obiettivo REP (da massimizzare) e SPB (da minimizzare) la procedura ha consentito di determinare l'insieme delle soluzioni ottime secondo Pareto, riportate in verde nella Fig. 76.

L'analisi è stata condotta ricorrendo all'algoritmo MOGA II implementato nel software di ottimizzazione modeFRONTIER., appartenente alla classe dei metodi genetici e del quale sono state descritte le specificità nel precedente paragrafo. La distribuzione dei punti della Frontiera di Pareto evidenzia come la ricerca di configurazioni orientate alla massimizzazione del risparmio energetico complessivo conduce verso risultati peggiorativi per quanto concerne il tempo di ritorno del capitale investito, a conferma di quanto ipotizzato nelle analisi proposte in precedenza e in accordo con i risultati proposti in letteratura [[23],[24]]. Tuttavia la particolare distribuzione delle soluzioni nello spazio delle funzioni obiettivo, le quali sembrano addensarsi lungo diversi rami discendenti di parabola ad asse verticale, rende impossibile la definizione di un chiaro trade-off fra REP e SPB. Ciò conferma, in primo luogo, la complessità con cui le diverse variabili concorrono a determinare i risultati; ribadisce, quindi, la sostanziale

impossibilità di condurre un'analisi predittiva che prescindano dal ricorso all'ottimizzazione vettoriale. Non è possibile, infatti, riconoscere correlazioni analitiche di carattere generale fra le suddette grandezze.

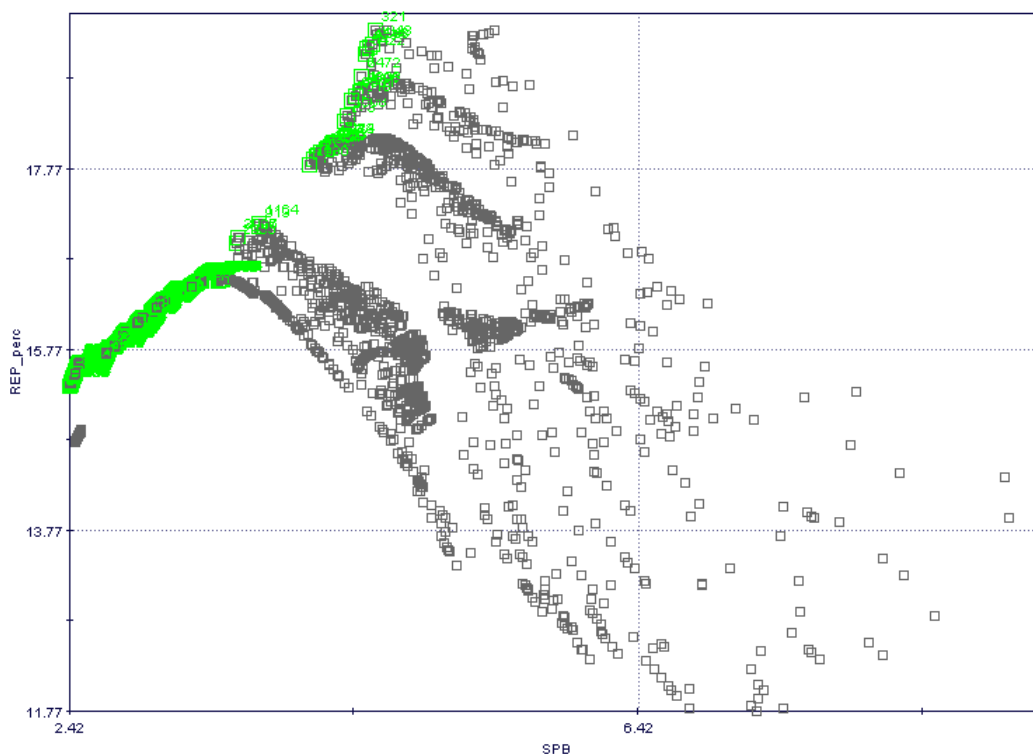


Fig. 76 - Rappresentazione delle soluzioni analizzate nel piano REP-SPB e definizione, in verde, del Fronte di Pareto.

Considerazioni interessanti, ed in contrasto con i primi risultati in merito allo scarso interesse economico destato da soluzioni impiantistiche costituite da più cogeneratori, scaturiscono da un'analisi più dettagliata delle soluzioni dominanti. Questo concetto è efficacemente evidenziato in Fig. 77, la quale riporta in coordinate parallele la distribuzione delle soluzioni del fronte di Pareto con riferimento, in particolare, alle due variabili di fitness e alla variabile di decisione "numero di cogeneratori" (Ncog). Soluzioni impiantistiche caratterizzate da 4 o persino 5 cogeneratori figurano nell'insieme delle soluzioni "efficienti" secondo Pareto, costituendo valide soluzioni di compromesso fra risultati energetici ed economici.

La rappresentazione in coordinate parallele costituisce, inoltre, un valido strumento per la delimitazione dell'insieme delle soluzioni di ottimo nello spazio delle variabili di decisione in seguito alla definizione di vincoli di carattere economico ovvero energetico. Se, ad esempio, si restringe il campo di investigazione a soluzioni caratterizzate da valori del REP globale superiore al 16% e tempi di SPB inferiori ai 4 anni, le soluzioni con più di 2 cogeneratori scompaiono dall'insieme delle configurazioni ammissibili, così come evidenziato in Fig. 78.

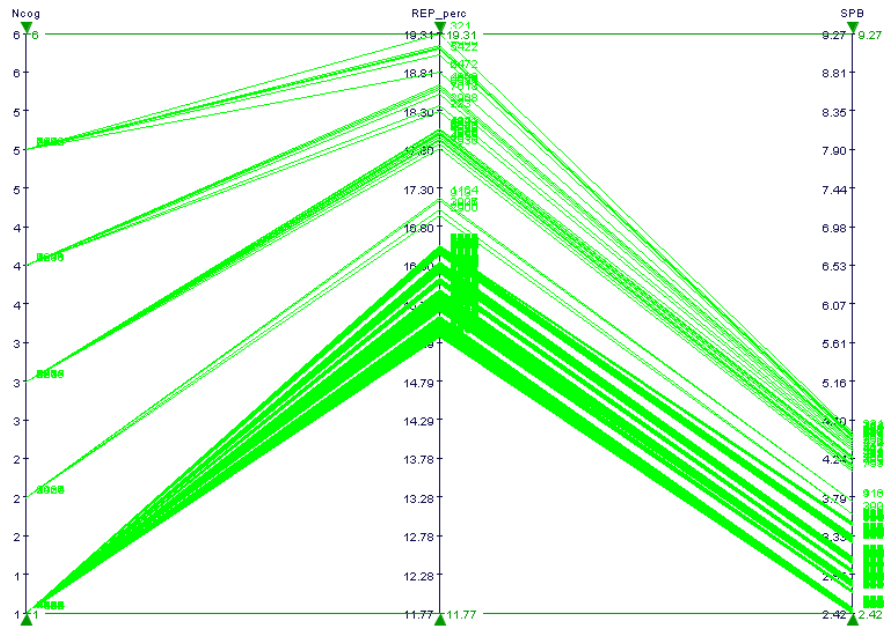


Fig. 77 - Rappresentazione in coordinate parallele (numero di cogeneratori, REP, SPB) delle soluzioni del Fronte di Pareto.

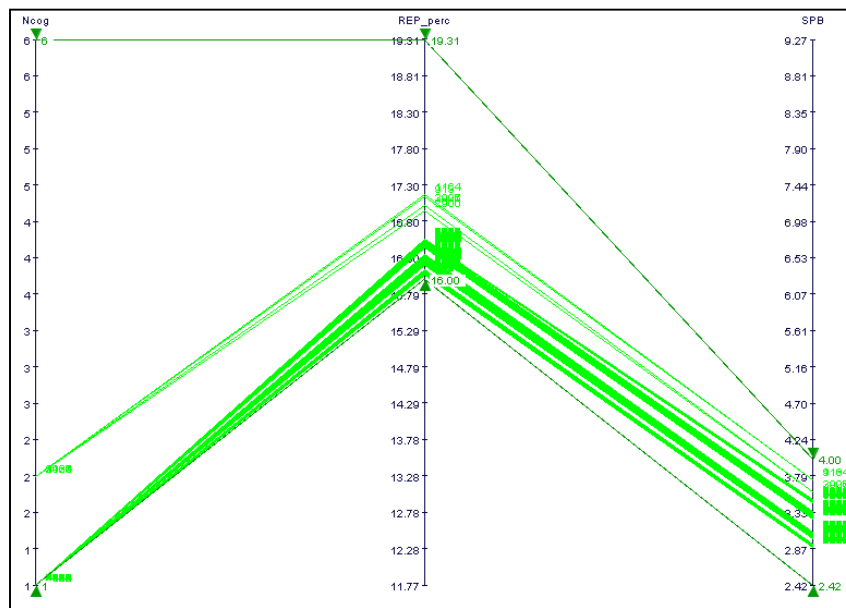


Fig. 78 - Rappresentazione in coordinate parallele delle soluzioni del Fronte di Pareto caratterizzate da REP > 16% e SPB < 4 anni.

Tra le soluzioni dominanti, invece, quelle caratterizzate da valori del risparmio energetico superiori al 18% si addensano in corrispondenza di valori di SPB compresi nell'intervallo 4÷5 anni, numero di cogeneratori compresi fra 3 e 5 e livelli di potenza elettrica compresi nell'intervallo 153÷ 240kW (Fig. 79).

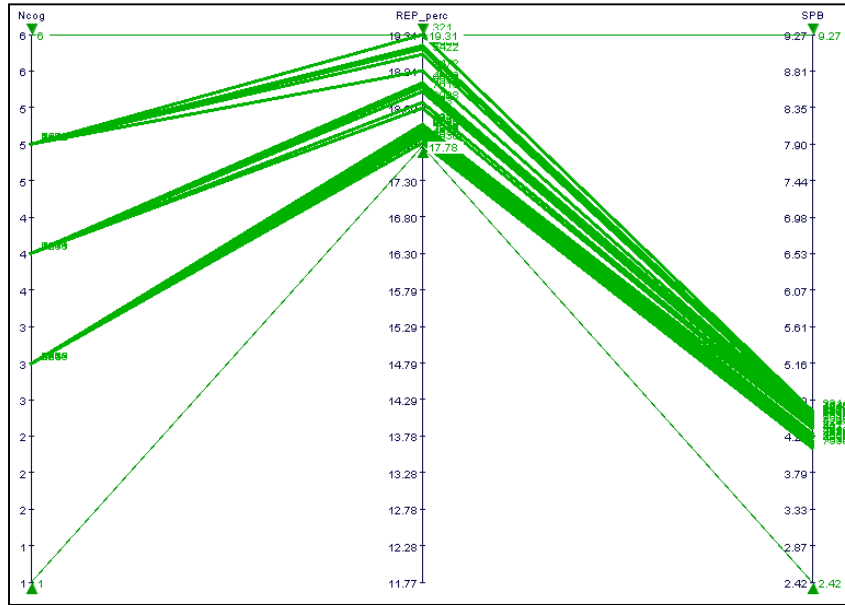


Fig. 79 - Rappresentazione in coordinate parallele delle soluzioni del Fronte di Pareto caratterizzate da REP superiori al 18%.

Un'importante considerazione, infine, riguarda la sensibile diminuzione delle configurazioni impiantistiche che può accompagnarsi all'imposizione di vincoli stretti all'analisi. Se si restringe, ad esempio, la ricerca delle soluzioni ottime nel campo dei valori del SPB inferiori ai 3 anni, tutte le soluzioni ammissibili prevedono l'utilizzo di un solo cogeneratore con potenza compresa nell'intervallo 430÷500kW e sono caratterizzate da vantaggi energetici dell'ordine del 15÷16%. Il dominio delle soluzioni di ottimo, quindi, perde una dimensione determinando, così, la scomparsa di un grado di libertà nella progettazione.

INSEGUIMENTO DEL CARICO TERMICO: BREVI COSIDERAZIONI

La ricerca delle condizioni di ottimo energetico ha spinto, infine, ad investigare la possibilità di conseguire ulteriori significativi miglioramenti attraverso la rimozione di una delle ipotesi alla base dell'intero impianto analitico fin qui presentato, ovvero il vincolo sulla modalità di esercizio del cogeneratore del tipo ON/OFF. Si è cercato, così, di analizzare i potenziali vantaggi offerti, in termini energetici, da un impianto orientato all'inseguimento del carico termico (heat tracking). In primo luogo, dunque, e con riferimento ad un cogeneratore caratterizzato da un rendimento elettrico $\eta_{en\ m} = 0.399$, una potenza elettrica nominale $en\ m = 10\ 4$ e una corrispondente potenza termica erogata $tn\ m = 1240$, si riporta l'espressione analitica del REP ideale al diminuire del carico termico richiesto dall'utenza nelle ipotesi di una modalità di esercizio del tipo ON/OFF:

$$RE_{O\ OFF\ t} = 1 \frac{1}{t} \quad (18)$$

Successivamente, la necessità di ottenere una relazione analoga per l'impianto funzionante in regolazione ha reso necessario determinare una legge che fosse rappresentativa del decadimento del consumo specifico di combustibile del motore termico al diminuire del carico motore. A tal fine, fissato un regime di funzionamento costante di 3000giri/min, si è fatto riferimento al piano quotato dei consumi specifici di un motore quattro cilindri a quattro tempi ad accensione comandata caratterizzato da una cilindrata totale di 850cm³. L'analisi di regressione ha consentito, dunque, di ricavare la curva riportata in Fig. 80; questa mostra l'andamento del rapporto $\eta_e/\eta_{en\ m}$ al variare di $e/en\ m$.

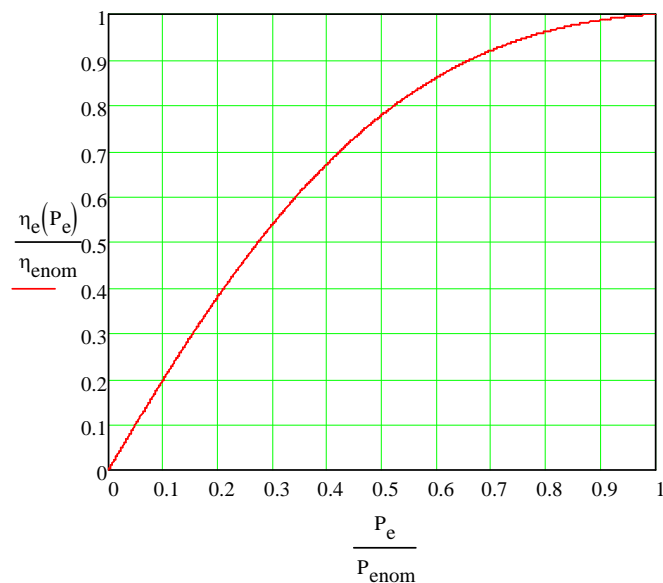


Fig. 80 - Curva rappresentativa del decadimento del rendimento globale di un motore alternativo ad accensione comandata al diminuire del carico.

Definita, quindi, una possibile legge di variazione del rendimento termico del cogeneratore al variare del rendimento elettrico (Fig. 81), ed imposta l'uguaglianza fra le potenze termiche erogate dai due impianti, uno regolato e l'altro operante in modalità ON/OFF, è stato possibile ricavare la funzione $t = t_e \eta_e$ per il sistema regolato e, dunque, la funzione inversa $\eta_e = \eta_e t$. Resta, quindi, definito il REP del motore regolato al variare del carico termico richiesto dall'utenza (Fig. 82).

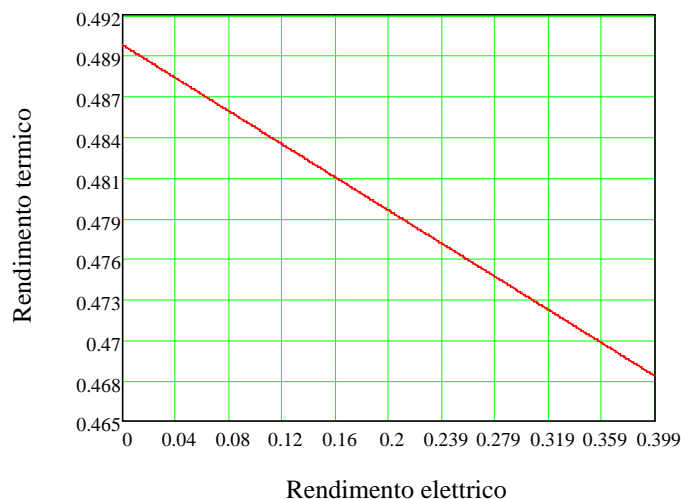


Fig. 81 - Curva rappresentativa della legge di variazione del "rendimento" termico del cogeneratore al variare del rendimento elettrico.

Il diagramma di Fig. 82, anche se di prima approssimazione e puramente qualitativo, mostra come l'esercizio dell'impianto in regolazione potrebbe effettivamente consentire dei vantaggi energetici rispetto al sistema non regolato, sebbene resti da definire l'entità di tale vantaggio che, comunque, è confinato oltre un certo valore di soglia della potenza termica erogata; tale valore, ovviamente, costituisce una caratteristica del cogeneratore stesso. Resta da

verificare, inoltre, quanto questo risultato sia generalizzabile. In ogni caso si può affermare che un funzionamento del cogeneratore del tipo acceso/spento non sembra lontano dal funzionamento ottimo dell'impianto, soprattutto se si considera che legare la regolazione del carico alla sola domanda di energia termica potrebbe determinare la necessità di integrazioni di energia elettrica dalla rete, con conseguente ridimensionamento dell'eventuale vantaggio energetico complessivo del sistema regolato.

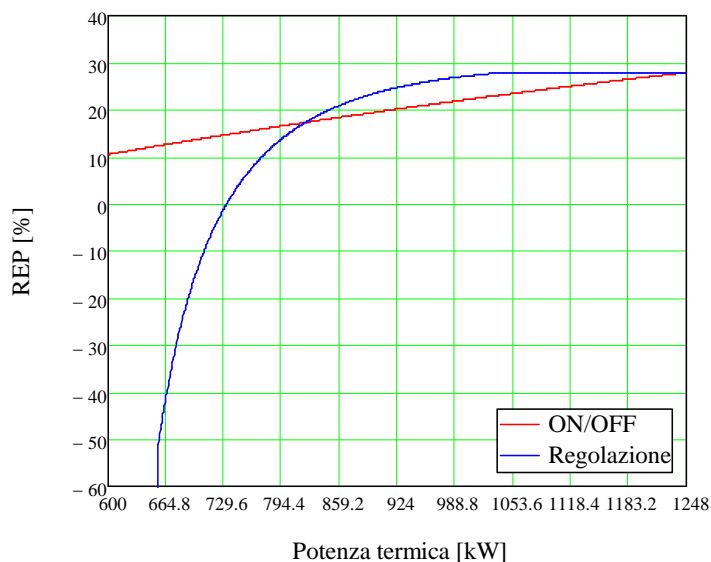


Fig. 82 - Confronto fra i risparmi energetici stimati per un cogeneratore da 1064kW elettrici al variare della potenza termica richiesta dall'utenza e della logica di esercizio.

Si precisa, infine, che la definizione del suddetto valore di soglia richiederebbe la conoscenza delle prestazioni del cogeneratore al variare del carico o, al più, una stima delle prestazioni dello stesso attraverso strumenti di analisi termo fluidodinamica. Il ricorso ad un codice di calcolo monodimensionale per l'analisi energetica di un impianto di cogenerazione, peraltro, ha già mostrato la sua efficacia come supporto all'attività sperimentale. Un codice 1D, infatti, è stato utilizzato al fine di sopperire all'incompletezza dei dati sperimentali relativi ad un impianto di cogenerazione realizzato presso il DiME alcuni anni addietro. È stato così possibile determinare il bilancio energetico del cogeneratore e stimarne, infine, le prestazioni energetiche nell'ipotesi di installazione presso alcune utenze di riferimento. Una breve descrizione di tali attività viene proposta nel capitolo successivo.

6 MICRO-COGENERAZIONE PER UTENZE RESIDENZIALI E COMMERCIALI: ANALISI SPERIMENTALI E SIMULAZIONI TERMOFLUIDODINAMICHE

6.1 ESPERIENZE SUGLI IMPIANTI DI COGENERAZIONE

A partire dagli anni '90, gli studi condotti presso il DiME in tema di microcogenerazione hanno condotto alla realizzazione di numerosi prototipi, tutti basati su motori alternativi a combustione interna alimentati mediante combustibile gassoso ed espressamente progettati per il funzionamento a punto fisso. In tale ambito sono stati realizzati sistemi caratterizzati da potenze elettriche comprese fra i 3 ed i 15kW, in cui il comune target progettuale era costituito, accanto ad un basso costo della componentistica, da un recupero spinto del calore di scarto del ciclo termodinamico altrimenti disperso in ambiente. In tal modo si è inteso ovviare al modesto valore del rendimento globale, e quindi elettrico, che caratterizza i motori alternativi di piccola taglia sfruttando la conseguente maggior quantità di energia termica resa dal ciclo al fine di conseguire rendimenti di primo principio persino superiori all'unità, se riferito al potere calorifico inferiore, indipendentemente dalla taglia dell'impianto, con un conseguente abbattimento dei costi di esercizio. Gli impianti, realizzati nel corso di un decennio, rappresentano diverse interpretazioni del concetto di recupero "totale" dell'energia termica generata. Nel seguito si propone una schematica classificazione dei prototipi realizzati unitamente ad una loro sintetica descrizione; in Fig. 83, infine, sono riportati i due schemi d'impianto cui sono riconducibili le diverse realizzazioni.

- a. Impianto da 3KW a drenaggio misto e circuito aperto: L'impianto, realizzato mediante un motore a c.i.a. Honda di 360 cm³ ad accensione comandata, era stato successivamente modificato per consentire l'alimentazione a GPL. Il "drenaggio" del calore proveniente dall'impianto di raffreddamento e dalla linea di scarico avveniva mediante camicie d'acqua, mentre il calore generato dal motore elettrico e quello irraggiato dal sistema veniva recuperato mediante uno scambiatore aria-aria. In questo primo schema il CUC non superava il 75%.
- b. Impianto da 3kW elettrici ad immersione: Al fine di ovviare ai limiti di recupero del primo prototipo, un ulteriore passo nel perseguimento del "recupero totale" aveva previsto una completa immersione del gruppo moto-generatore in una soluzione di acqua e glicole. Il sistema di drenaggio, inoltre, si completava di un dispositivo preposto al recupero del calore latente di condensazione del vapore d'acqua contenuto nei gas di scarico. Tale accorgimento permetteva di misurare valori di efficienza energetica complessiva di poco superiori all'unità se, come avviene normalmente, si faceva riferimento al potere calorifico inferiore del combustibile. L'unità termica era costituita da un motore monocilindrico raffreddato ad aria di 480 cm³

accoppiato ad un generatore asincrono normalmente utilizzato per l'azionamento delle pompe sommerse. Lo schema di recupero termico aveva richiesto un particolare trattamento delle superfici del motore. L'impianto, però, aveva evidenziato, fra gli altri, problemi relativi ad infiltrazioni d'acqua del motore e costi di realizzazione tali da compromettere il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

- c. Impianto da 3kW elettrici ad irrorazione: al fine di ovviare agli inconvenienti riconducibili al battente idraulico si era pensato ad uno schema che prevedesse il gruppo motogeneratore solo parzialmente immerso nel fluido termovettore e racchiuso in un contenitore stagno. Il particolare impianto preposto al drenaggio dell'energia termica comprendeva un sistema di nebulizzazione, dedicato all'aspersione delle superfici calde delle macchine, e due scambiatori utilizzati per il trasferimento della potenza termica recuperata al fluido termovettore dell'utenza a due livelli di temperatura. A fronte di un indice di utilizzazione del combustibile paragonabile al caso precedente si manifestavano perplessità circa i costi di realizzazione e problemi relativi alla "qualità" dell'energia elettrica generata a causa dell'irregolarità del momento motore tipica del motore monocilindrico impiegato.
- d. Impianti da 6kW e 10kW elettrici ad irrorazione: la necessità di conseguire un miglioramento del comportamento elettrico del sistema conduceva all'adozione di un motore bicilindrico di 725 cm³ in maniera da ridurre significativamente il grado di irregolarità, anche attraverso l'installazione di volani di maggiori dimensioni. I due valori di potenza erano ottenuti mediante la stessa unità termica operante rispettivamente a 1500 e 3000 giri/min. In ultimo, la constatazione della notevole criticità rappresentata dall'isolamento dei sistemi elettrici portava ad un ripensamento del sistema di recupero termico ed un ritorno ad una soluzione che prevedesse l'aria quale fluido vettore.

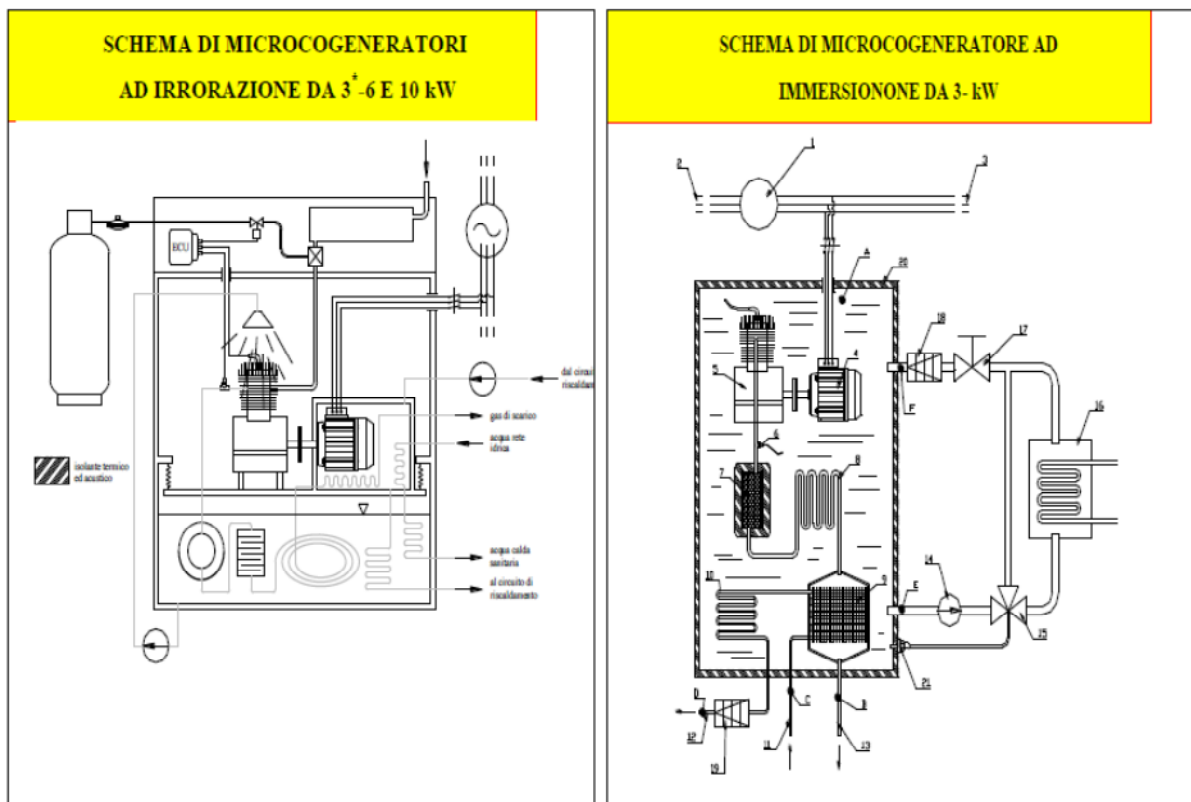


Fig. 83 - Schemi d'impianto utilizzati nel corso della sperimentazione.

L'ultimo sistema progettato, caratterizzato da una potenza elettrica di 15kW, è stato oggetto di un'approfondita analisi della quale si riportano nel seguito i principali risultati.

6.2 L'IMPIANTO DI COGENERAZIONE DA 15 KW

Il micro-cogeneratore è stato costruito derivando l'unità termica da un motore alternativo a c.i. bicilindrico Lombardini con disposizione a 360° delle manovelle, una cilindrata totale di 686 cm³ ed un rapporto volumetrico di compressione pari a 10.5 (Fig. 84). Alcune delle principali caratteristiche tecniche del motore sono riassunte nella Tabella 13.

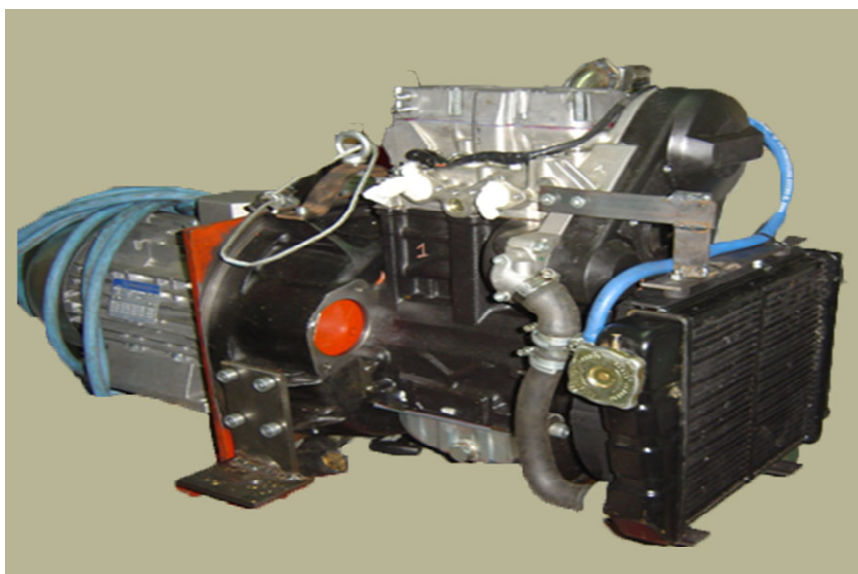


Fig. 84 - Immagine dell'impianto di micro-cogenerazione da 15kW.

Alesaggio	75 mm
Corsa	77.5 mm
Cilindrata totale	686 cm ³
Numero cilindri	2
Alimentazione (loop chiuso)	GPL (metano)
Sistema abbattimento inquinanti	Catalizzatore a 3 vie
Massa complessiva	57 kg

Tabella 13 - Caratteristiche tecniche del motore adottato.

Il sistema prevede il funzionamento del motore a pieno carico con modalità di esercizio del tipo on/off e ad un regime di rotazione di 3060 giri/min, come risultato della condizione di equilibrio tra il momento motore e quello resistente del generatore asincrono. In particolare il gruppo moto-generatore eroga una potenza meccanica di circa 18.4 kW all'albero del motore alternativo, cui corrisponde una potenza elettrica pari a 15.1 kW a piena apertura della valvola di ammissione.

Il micro-cogeneratore, collegato alla rete esterna, eroga con continuità l'energia elettrica immettendola in rete, mentre l'energia termica recuperata viene resa ad utenze esterne, per le quali si prevede che il cogeneratore fornisca l'energia termica di base.

Il motore utilizza, inoltre, un sistema di recupero del calore caratterizzato da un unico circuito ad acqua, come la maggior parte dei micro-cogeneratori in commercio [[7],[25]], e risulta opportunamente isolato rispetto all'ambiente esterno.

Il sistema prevede il recupero del contenuto entalpico dei gas di scarico del motore e dell'acqua di raffreddamento, nonché della potenza termica dispersa all'interno dell'involucro che ospita il gruppo per effetto dell'irraggiamento. In particolare il recupero del calore avviene attraverso tre differenti scambiatori di calore (Fig. 85). Il primo scambiatore, definito ambientale (A), recupera il calore irraggiato o comunque disperso dall'impianto all'interno dell'involucro che lo alloggia; per favorire lo scambio termico una ventola agevola i flussi convettivi all'interno dell'involucro al fine di massimizzare il recupero. Il secondo scambiatore (B) è preposto al recupero del calore proveniente dal circuito di raffreddamento del MCIA. Il terzo scambiatore (C) recupera il contenuto entalpico dai gas di scarico del MCIA.

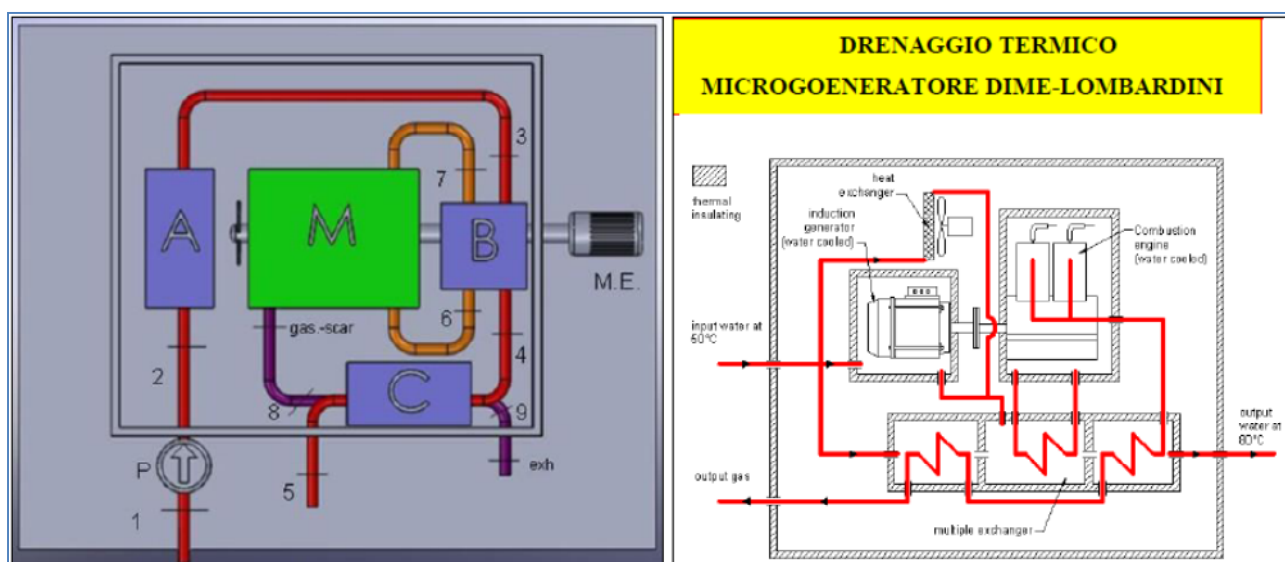


Fig. 85 - Layout e schema del micro-cogeneratore.

L'acqua utilizzata per il recupero termico viene immessa a bassa temperatura mediante la pompa *P* nell'involucro, al cui interno avviene il recupero di calore, e ne fuoriesce nelle condizioni di temperatura rappresentate dal punto 5. La portata è tale da contenere la temperatura massima nel punto 5 entro i 50 °C.

Benché le attività sperimentali non abbiano previsto il funzionamento dell'impianto in configurazione "trigenerativa", nelle analisi numeriche riportate nel seguito è stato simulato l'accoppiamento dell'impianto descritto con una macchina frigorifera ad assorbimento di piccola taglia; è stato così possibile verificare i risultati conseguibili nell'ipotesi di voler utilizzare i reflui termici del motore per il soddisfacimento del carico frigorifero nelle ore estive nei casi di utenze caratterizzate da una stagionalità dei carichi.

6.3 ANALISI SPERIMENTALE

Il sistema cogenerativo descritto è stato oggetto di una intensa attività sperimentale, eseguita a massimo carico e finalizzata alla determinazione delle grandezze di riferimento [16].

I dati medi ricavati a seguito dei test di laboratorio sono riportati in forma sintetica in Tabella 14.

Velocità di rotazione n	3060 giri/min
Potenza elettrica disponibile P_{el}	15.1 kW
Rendimento dell'alternatore $\eta_{alternator}$	0.82
Potenza utile all'albero del motore P_{ua}	18.39 kW
Temperatura dei gas di scarico all'uscita dei cilindri, $T_{gas-scar}$	1175 K
Temperatura dei gas di scarico in ingresso allo scambiatore C, T_8	938 K
Temperatura dei gas di scarico all'uscita dello scambiatore C, T_9	472 K
Temperatura dei gas di scarico all'uscita in atmosfera, T_{exh}	400 K
Portata di acqua da riscaldare \dot{m}_{H_2O}	0.25 Kg/s
Temperatura dell'acqua all'ingresso del micro-cogeneratore, T_1	288.15 K
Temperatura dell'acqua di raffreddamento all'uscita del motore, T_6	358.15 K
Temperatura dell'acqua di raffreddamento all'ingresso del motore, T_7	348.15 K

Tabella 14 - Dati medi conseguiti mediante le prove di laboratorio.

6.4 BILANCI DI ENERGIA: SIMULAZIONE TERMO-FLUIDODINAMICA MONODIMENSIONALE

Al fine di stimare le prestazioni energetiche globali del cogeneratore è stato necessario integrare i dati sperimentali con quelli derivanti dall'analisi termo-fluidodinamica 1D del flusso all'interno del MCIA; in tal modo è stato possibile determinare tutte le grandezze necessarie per poter eseguire i bilanci di massa ed energia per l'intero sistema di micro-cogenerazione e per ogni suo singolo componente. Effettuate le seguenti ipotesi e definizioni (rif. Fig. 85):

$$\begin{cases}
\dot{Q}_{ambientale} = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{H_2O} \cdot (T_3 - T_2) \\
\dot{Q}_{raf} = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{H_2O} \cdot (T_4 - T_3) = \dot{m}_{H_2O_{mot}} \cdot c_{H_2O} \cdot (T_6 - T_7) \\
\dot{Q}_{cooler} = \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{H_2O} \cdot (T_5 - T_4) = \dot{m}_{gas-scar} \cdot c_{pgas-scar} \cdot (T_8 - T_9) \\
\dot{Q}_{prima} = \dot{m}_{gas-scar} \cdot c_{pgas-scar} \cdot (T_{gas-scar} - T_8) \\
\dot{Q}_{dopo} = \dot{m}_{gas-scar} \cdot c_{pgas-scar} \cdot (T_9 - T_{exh}) \\
\dot{Q}_{persa} = \dot{m}_{gas-scar} \cdot c_{pgas-scar} \cdot (T_{exh} - T_{amb}) \\
\dot{Q}_{gas-scar} = \dot{Q}_{prima} + \dot{Q}_{cooler} + \dot{Q}_{dopo} + \dot{Q}_{persa}
\end{cases} \quad (1)$$

le equazioni di bilancio di massa ed energia possono essere poste nella forma rappresentata dal sistema (2).

Per quanto concerne la simulazione del flusso interno al motore, invece, si è fatto ricorso ad una schematizzazione monodimensionale relativamente ai condotti e ad una modellazione zero-dimensionale dei cilindri [[26][27]]. Il modello di calcolo utilizzato per condurre la suddetta analisi termo-fluidodinamica è stato sviluppato interamente presso il DiME nel corso dell'ultimo ventennio [26]÷[40]. Si tratta di un codice ampiamente modulare, in grado di analizzare tutte le principali configurazioni motoristiche, come dimostrato dalle applicazioni condotte sui motori 4 tempi ad accensione per compressione [27], [29], [31], [35] e ad accensione comandata [27], [28], [30], [32]÷[39].

$$\begin{cases}
\dot{m}_{gas-scar} = \dot{m}_a + \dot{m}_c \\
P_{ua} + \dot{Q}_{irr} + \dot{Q}_{raf} + \dot{Q}_{gas-scar} + \dot{\xi} = \dot{m}_c H_i \\
\dot{Q}_{ambientale} = \dot{Q}_{prima} + \dot{Q}_{irr} + \dot{Q}_{dopo} \\
\dot{m}_c H_i + \dot{m}_{H_2O} h_2 = P_{ua} + \dot{m}_{H_2O} h_5 + \dot{Q}_{persa} + \dot{\xi} \\
\dot{m}_{H_2O} h_1 + P_p \cdot \eta_p = \dot{m}_{H_2O} h_2
\end{cases} \quad (2)$$

Le principali peculiarità del codice di calcolo sono descritte nel seguito, con particolare riferimento all'applicazione in esame e relativa alla valutazione delle prestazioni del motore ad accensione comandata che costituisce il cuore del micro-cogeneratore. Per ulteriori dettagli si rimanda alla relativa sezione bibliografica [26]÷[40].

Modello di flusso 1D: come ampiamente descritto nei lavori citati, si tratta di un modello basato su una schematizzazione monodimensionale del flusso nei condotti di aspirazione e scarico, in grado pertanto di caratterizzare quei fenomeni di propagazione ondosa che controllano in maniera decisiva il coefficiente di riempimento dei cilindri. Le equazioni di bilancio della massa, della quantità di moto e dell'energia in forma conservativa (3) sono risolte utilizzando la tecnica TVD (Total Variation Diminishing) [41],[42].

$$\mathbf{U}_t + [\mathbf{F}(\mathbf{U})]_x = \mathbf{S} \quad (3)$$

$$\mathbf{U} = \begin{Bmatrix} \rho \\ \rho u \\ \rho E \\ \rho x_r \\ \rho x_f \end{Bmatrix} \quad \mathbf{F} = \begin{Bmatrix} \rho u \\ \rho u^2 + p \\ \rho u H \\ \rho u x_r \\ \rho u x_f \end{Bmatrix} \quad \mathbf{S} = - \begin{Bmatrix} \rho u \alpha \\ \rho u^2 (\alpha + 2 f / D u / |u|) \\ \rho u H \alpha - 4 q / D \\ \rho u x_r \alpha \\ \rho u x_f \alpha \end{Bmatrix}$$

I termini ρ , u , p , $E = c_v T + u^2/2$, $H = c_p T + u^2/2$ nel sistema di equazioni (3) rappresentano rispettivamente la densità, la velocità, la pressione, l'energia e l'entalpia totale per unità di massa. Ulteriori equazioni di bilancio delle specie chimiche χ_r e χ_f , che indicano le frazioni massiche di gas residui e di combustibile, consentono di caratterizzare correttamente la composizione dei gas nel cilindro a valle della chiusura delle valvole di aspirazione. Il sistema di eq. (3) tiene ovviamente conto, nel vettore dei termini sorgente S , delle variazioni di area del condotto ($\alpha = 1/\Omega \cdot d\Omega/dt$), delle forze d'attrito (f) e dello scambio termico fra fluido e parete (q).

Modello di combustione e modello di turbolenza [27], [28], [36], [39], [43], [44]: la necessità di valutare il funzionamento del propulsore in una condizione operativa caratterizzata da dati sperimentali incompleti ha determinato l'esigenza di una simulazione del motore stesso. Affinché i dati sperimentali fossero in accordo con i valori delle corrispondenti grandezze nel modello 1D-0D, e quindi i risultati dell'analisi fossero coerenti con il funzionamento reale dell'apparato sperimentale, si è agito su alcuni dei parametri di regolazione del modello, quali il rapporto aria/combustibile e l'angolo di anticipo all'accensione. Lo sviluppo del processo di combustione e la velocità di rilascio del calore possono variare considerevolmente in relazione alle diverse condizioni di funzionamento del motore. Ciò comporta l'impossibilità di ricorrere a modelli di combustione semplificati, spesso adottati anche in codici di calcolo commerciali, come quelli basati sulla legge di rilascio del calore di Wiebe. Si è utilizzato, invece, un modello quasi-dimensionale basato sui concetti della geometria frattale per il calcolo della velocità di combustione turbolenta [27], [28], [43]. L'idea alla base del suddetto modello è che il campo di moto turbolento sia in grado di corrugare la superficie del fronte di fiamma, supposto di spessore infinitesimo, in maniera "self-similare". Indicando, quindi, con ρ_u la densità dei gas incombusti, con A_T e A_L rispettivamente le aree del fronte di fiamma turbolento e laminare e con S la velocità laminare di fiamma, è possibile scrivere:

$$\left(\frac{dm_b}{dt} \right)_T = \rho_u A_T S_L \quad \text{con} \quad \frac{A_T}{A_L} = \left(\frac{\lambda_{\max}}{\lambda_{\min}} \right)^{D_3 - 2} \quad (4)$$

dove le dimensioni di massimo e minimo corrugamento (λ_{\max} , λ_{\min}) e quella frattale (D_3) necessarie al calcolo della velocità di combustione nella (4) sono, infine, determinate sulla base delle caratteristiche del campo di moto turbolento. La descrizione di tale moto, poi, avviene sulla base della risoluzione di due ulteriori equazioni differenziali di bilancio delle grandezze $K = 1/2 mU^2$ (energia cinetica del campo di moto medio) e $k = 3/2 mu'^2$ (energia cinetica turbolenta) secondo il noto modello $K - k$ proposto in [44] e in parte modificato come riportato in [39].

La definizione del modello termo-fluidodinamico 1D-0D del motore ha richiesto, però, dapprima la determinazione delle misure geometriche dello stesso (Fig. 86).

TRATTO	DESCRIZIONE	VOLUME	DIAMETRO (EQUIV.) INIZIALE	DIAMETRO FINALE	LUNGHEZZA
A1	Raccordo filtro-1		40mm	40mm	400mm
Bi	Scatola filtro	100X200X300			
A2	Raccordo filtro-2		30mm	29.5mm	750mm
CMi	Cilindro motore				
A3	Raccordo-3		23mm	23mm	250mm
A4	Raccordo-4		27mm	27mm	500mm
CT	Catalizzatore		33mm	33mm	280mm
A5	Raccordo catalizzatore		27mm	27mm	250mm
Si	Silenziatore	750000 mm ³	29.2mm	29.2mm	280mm
A6	Raccordo silenziatore		27mm	27mm	470mm

Fig. 86 - Dati geometrici riferiti allo schema 1D del motore.

Come accennato in precedenza, il modello è stato tarato agendo sul rapporto aria-combustibile, sull'anticipo all'accensione e su altre variabili di *Tuning*¹⁰ in modo da ottenere come output alcune delle stesse grandezze misurate (Tabella 14): $P_{ua} = 18.39$ kW, $T_{gas-scar} = 1175$ K, $T_8 = 938$ K, $T_9 = 472$ K, $T_{exh} = 400$ K, $\dot{m}_a = 0.01837$ Kg/s. Integrando i bilanci di massa ed energia (Eq. (1)) con i dati della simulazione termo-fluidodinamica sono stati, poi, ricavati i risultati riportati nella Tabella 15.

Infine, riportando rispettivamente la potenza elettrica (P_{el}), la potenza persa all'alternatore ($P_{el} - P_{ua}$), la potenza termica recuperata dallo scambiatore ambientale ($\dot{Q}_{ambientale}$), la potenza termica recuperata dall'acqua di raffreddamento del motore (\dot{Q}_{raf}), la potenza termica recuperata dallo scambiatore dei gas di scarico (\dot{Q}_{cooler}), la potenza termica persa dai gas di scarico nell'ambiente esterno (\dot{Q}_{persa}) e la potenza termica persa dal motore e non recuperabile (ξ) con la potenza termica in ingresso con il combustibile ($\dot{m}_c \cdot H_i$ - essendo tutti i valori dei parametri indicati deducibili dalle Tabella 14 e Tabella 15) è stato possibile ricavare il bilancio energetico riportato in Fig. 87.

¹⁰ Le variabili di *Tuning* prese in considerazione sono i coefficienti di friction (f sist. eq.i 3) del modello 1D e i coefficienti variabili del modello di combustione [39].

Portata massica di aria in ingresso \dot{m}_a	0.01837 kg/s
Coefficiente di riempimento del motore λ_v	0.907
Portata massica di combustibile (GPL) in ingresso nel motore \dot{m}_c	0.00117 kg/s
Potenza termica in ingresso con il combustibile $\dot{m}_c \cdot H_i$	54.62 kW
Rapporto di miscela α	15.59
Portata massica dei gas di scarico all'uscita del motore $\dot{m}_{gas-scar}$	0.01954 kg/s
Potenza termica del motore P_{ter}	31.85 kW
Potenza termica recuperata dallo scambiatore ambientale $\dot{Q}_{ambientale}$	11.188 kW
Potenza termica recuperata dallo scambiatore dei gas di scarico \dot{Q}_{cooler}	10.282 kW
Potenza termica recuperata dai gas di scarico dopo lo scambiatore \dot{Q}_{dopo}	1.589 kW
Potenza termica idealmente recuperabile dai gas di scarico del motore $\dot{Q}_{gas-scar}$	19.572 kW
Potenza termica persa dal motore per irraggiamento \dot{Q}_{irr}	4.370 kW
Potenza termica persa dai gas di scarico nell'ambiente esterno \dot{Q}_{persa}	2.468 kW
Potenza termica recuperata dai gas di scarico prima dello scambiatore \dot{Q}_{prima}	5.229 kW
Potenza termica recuperabile dall'acqua di raffreddamento del motore \dot{Q}_{ref}	10.378 kW
Potenza termica persa dal motore e non recuperabile ξ	1.912 kW
Port. massica di acqua da riscaldare \dot{m}_{H2Omot}	0.248 kg/s
Rendimento del MCIA, η_g	0.337
Rend. elettrico del microgeneratore η_{mc}	0.276
Rend. termico del microgeneratore η_{ter}	0.58
Temperatura dell'acqua all'uscita della pompa T_2	288.15 K
Temp. dell'acqua all'uscita dello scamb. di calore ambientale T_3	298.83 K
Temperatura dell'acqua all'uscita dello scambiatore di calore del motore T_4	308.74 K
Temperatura dell'acqua all'uscita dal microgeneratore T_5	318.55 K

Tabella 15 - Dati ottenuti dall'analisi integrata con le eq.i di bilancio e la simulazione termo-fluidodinamica 1D.

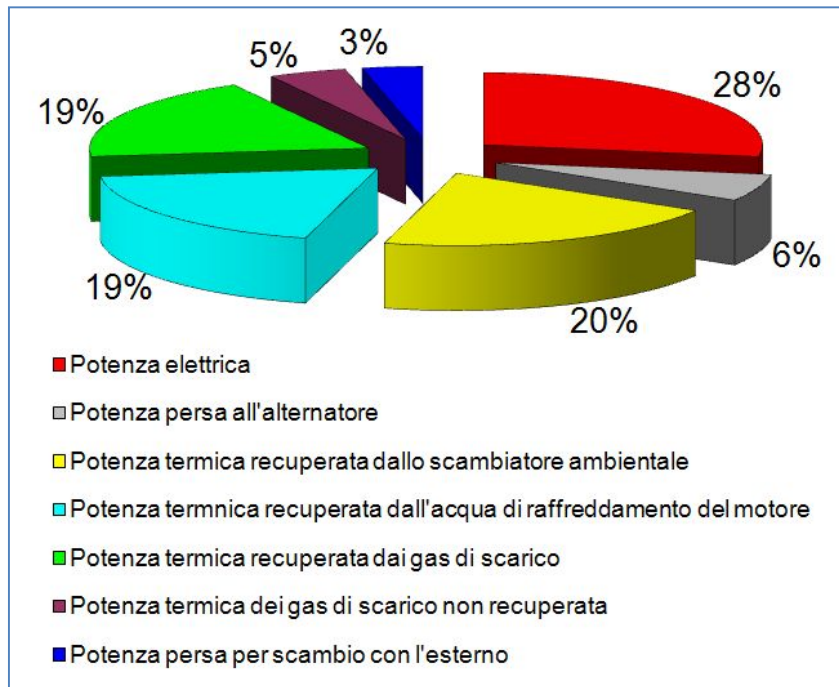


Fig. 87 - Bilancio energetico del cogeneratore.

Dalla Fig. 87 si evince come solo il 14% della potenza in ingresso nel micro-cogeneratore non può essere utilmente sfruttata per fini cogenerativi. L'impianto proposto, dunque, presenta un valore del Coefficiente di Utilizzazione del Combustibile (CUC), definito secondo la formulazione seguente:

$$CUC = \frac{E_{El} + Q_{th}}{m_c H_i} \quad (5)$$

dell' 86% nelle condizioni sperimentali di prova, che confrontato con i dati di letteratura [7] è tra i valori più elevati in corrispondenza della taglia del micro-cogeneratore considerato.

Nella (5) si è indicato con E_{El} l'energia elettrica generata in un generico intervallo temporale (tipicamente un anno nelle analisi riportate nel seguito) dall'impianto di cogenerazione, con Q_{th} l'energia termica utilmente recuperata e con $m_c H_i$ l'energia primaria consumata come combustibile dall'impianto. Ovviamente, l'inserimento di un ulteriore scambiatore sui gas di scarico, capace di recuperare anche l'aliquota marginale, ma ancora significativa, di energia termica da essi posseduta, porterebbe i gas di scarico ad una più bassa temperatura (utile, per esempio, per la produzione di acqua calda sanitaria), con la possibilità di realizzare un CUC più elevato e prossimo all'unità, come è stato peraltro dimostrato in un precedente lavoro su un altro prototipo di micro-cogeneratore [17].

6.5 LE UTENZE

Al di là delle prestazioni del cogeneratore nelle condizioni nominali di esercizio, il reale risparmio energetico determinato a seguito del recupero termico è tuttavia fortemente condizionato dalla capacità del sistema di rispondere ai fabbisogni dell'utenza. Per valutare le potenzialità del cogeneratore oggetto di studio nelle applicazioni reali, soprattutto

per quanto concerne il risparmio di energia primaria, sono stati analizzati i risultati conseguibili attraverso il suo utilizzo al servizio di diverse tipologie di utenze Tabella 16.

Queste sono state caratterizzate, per ciascuna ora dell'anno, attraverso la definizione delle seguenti grandezze:

- (1) La potenza elettrica media.
- (2) La potenza frigorifera media.
- (3) La potenza termica media utilizzata per il riscaldamento ambientale.
- (4) La potenza termica media richiesta per l'acqua calda sanitaria.
- (5) I livelli di temperatura caratteristici di ogni utenza termica (temperatura massima e minima).

Il carico frigorifero si intende sempre soddisfatto attraverso una macchina ad assorbimento caratterizzata da un $COP_{medio} = 0.7$. Al fine di determinare per ciascuna utenza l'andamento dei carichi sopra indicati si è ricorso a studi statistici su diverse tipologie di utenze [45] e [46].

Per le utenze in esame sono stati riportati in Tabella 16 i volumi di riferimento (V_i) utili per ricavare l'andamento della potenza media oraria per le diverse tipologie di carico.

Tipologia Utenze	Volume (V_i), m ³	Corrispondente a
Commerciale (a)	15'000	Ipermercato(area di vendita)
Terziaria (b)	15'000	Su quattro livelli
Polisportiva (c)	9'000	Palestre
Albergo (d)	22'000	350 posti letto
Ospedale (e)	14'000	140 posti letto
Residenziale (f)	4'770	15 appartamenti

Tabella 16 - Volumi di riferimento delle utenze.

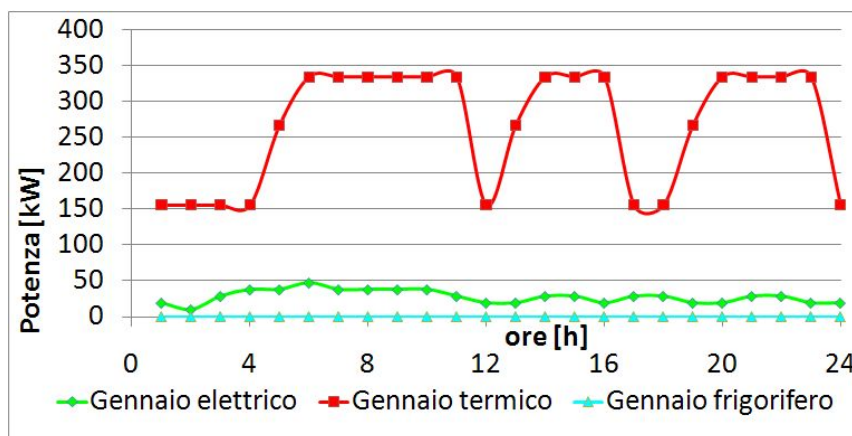


Fig. 88 - Curve giornaliere dei carichi elettrici, termici e frigoriferi del mese di Gennaio per un'utenza alberghiera.

A titolo di esempio, nelle Fig. 88 e Fig. 89 si sono riportati gli andamenti delle curve di carico giornaliere rappresentative del giorno medio dei mesi di Gennaio e Luglio nel caso di utenze del settore alberghiero. In ascissa sono indicate le ore del giorno, in ordinata la potenza richiesta espressa in kW, mentre con il tratto verde, rosso e azzurro si sono rappresentate rispettivamente la potenza elettrica, la potenza termica e la potenza frigorifera impegnata.

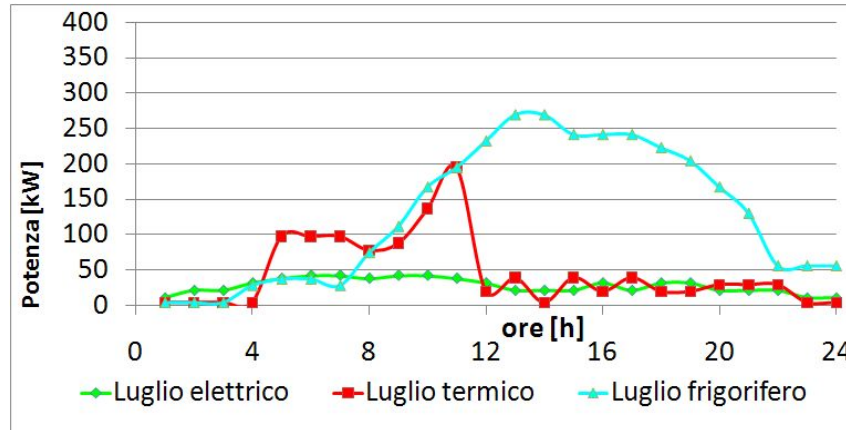


Fig. 89 - Curve giornaliere dei carichi elettrici, termici e frigoriferi del mese di Luglio per un'utenza alberghiera.

6.6 CALCOLO DEL RISPARMIO ENERGETICO

Come mostrato Fig. 3, per conseguire valori adeguati dell'IRE nel caso di impianti di piccola taglia, caratterizzati da valori relativamente bassi del rendimento elettrico, è necessario un recupero spinto dei reflui termici. Nella Fig. 3, infatti, si può notare come non tutte le coppie di valori rendimento elettrico - rendimento termico sono compatibili con valori positivi del REP, ovvero con valori dell'IRE superiori al limite legislativo imposto del 10%.

Per il micro-cogeneratore in esame, in particolare, il valore di η_{tn} necessario affinché l'IRE risulti maggiore del valore di soglia è circa 0.38. Per ogni ora dell'anno, dunque, è necessario che si recuperino ed utilizzino almeno 10.5 kWh di energia termica affinché risulti energeticamente conveniente l'esercizio dell'impianto.

I risultati presentati nel seguito fanno riferimento, ancora una volta, ad una logica di esercizio finalizzata all'inseguimento del carico termico dell'utenza attraverso la variazione del numero "n" di unità cogenerative contemporaneamente in funzione. In tal modo si è cercato di ridurre al minimo sia le eccedenze termiche che la richiesta di integrazioni da caldaia. Ogni cogeneratore, poi, si è supposto operare nelle condizioni di massimo carico secondo la consueta logica di esercizio del tipo ON/OFF.

Sono stati, così, stimati i risultati attesi in termini di LT , IRE e REP globale dell'impianto (Fig. 90, Fig. 91, Fig. 92), calcolati sulla base dei seguenti rendimenti elettrici e termici di riferimento: $\eta_{eRIF} = 0.3$ e $\eta = 0.3$.

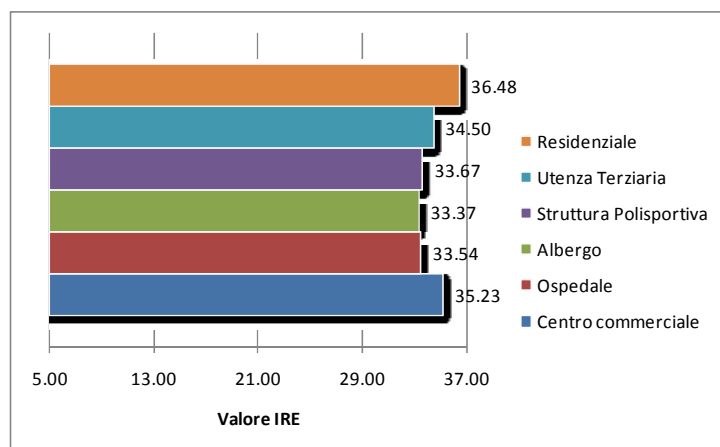


Fig. 90 – Valori stimati dell’IRE per le 6 utenze considerate.

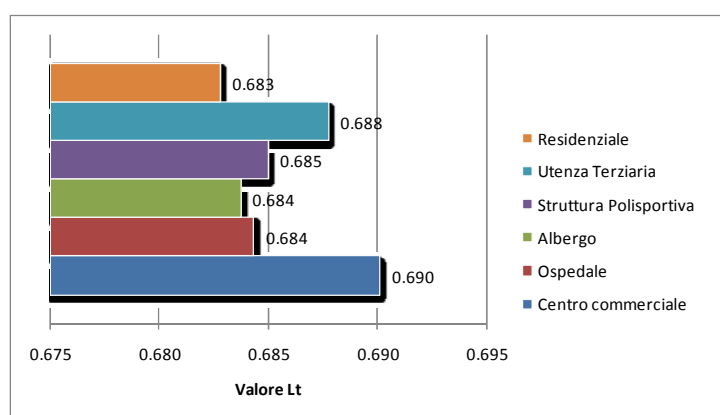


Fig. 91 - Valori stimati del LT per le 6 utenze considerate.

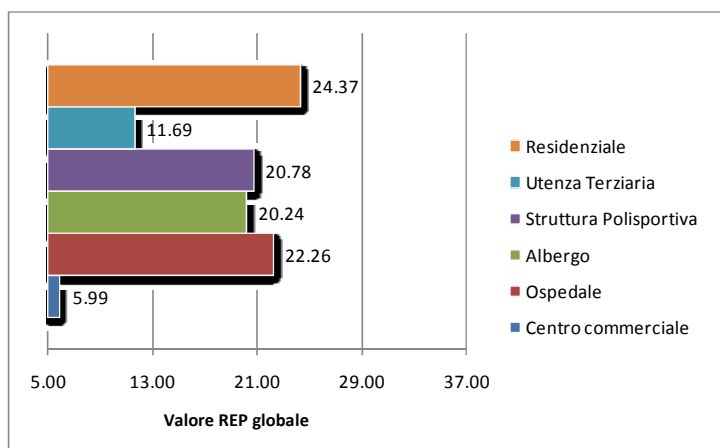


Fig. 92 - Valori stimati del risparmio energetico globale per le 6 utenze considerate.

Come si può notare, i valori dell’IRE e del LT per le sei utenze considerate superano abbondantemente i limiti di legge. Il risultato è del tutto generale se si considerano impianti sottodimensionati rispetto ai carichi richiesti dall’utenza. L’effettivo risparmio globale di energia primaria conseguibile, però, è sempre fortemente dipendente dalle caratteristiche dell’utenza. Significativo, a tal riguardo, è il caso del centro commerciale, per il quale il valore particolarmente basso del REP è riconducibile allo spiccato “carattere” elettrico dell’utenza (indice elettrico dell’utenza molto superiore a quello del cogeneratore), per cui il sistema cogenerativo proposto appare del tutto sottodimensionato per quanto concerne il carico elettrico. I valori dell’indice elettrico caratteristici delle diverse utenze in esame, definiti

come rapporto tra l'energia elettrica e termica totale richieste dall'utenza su base annua, sono riportati in Tabella 17 insieme al corrispondente valore per l'impianto di cogenerazione funzionante in condizioni di massimo carico.

UTENZA/COGENERATORE	INDICE ELETTRICO
Centro commerciale	6.44
Ospedale	0.80
Albergo	0.40
Struttura polisportiva	0.58
Terziaria	1.27
Residenziale	0.54
Cogeneratore	0.48

Tabella 17 – Confronto fra l'indice elettrico delle diverse utenze e quello del cogeneratore.

Lo studio suggerisce, dunque, come l'installazione di un adeguato numero di impianti di cogenerazione come quello da 15kW elettrici progettato presso il DiME nel corso degli anni '90, semmai rivisto nella configurazione impiantistica ed accoppiato ad un piccolo impianto frigorifero ad assorbimento, costituirebbe una soluzione energetica adeguata al soddisfacimento dei carichi elettrici, termici e frigoriferi di base di centri commerciali e di utenze del settore alberghiero.

6.7 SIMULAZIONE TERMO-FLUIDODINAMICA DEL SISTEMA DI RECUPERO TERMICO

Una volta definito il modello termo-fluidodinamico del motore a combustione interna alternativo utilizzato per la caratterizzazione energetica del sistema di cogenerazione allestito presso il DiME, si è effettuata, in ultimo, la modellazione degli scambiatori di calore utilizzati per il trasferimento della potenza termica di scarto al circuito di recupero ad acqua. Lo studio, in particolare, è stato condotto mediante l'ausilio del codice di calcolo commerciale GT-Power®.

In primo luogo, quindi, è stato modellato lo scambiatore di calore preposto al recupero di parte del contenuto entalpico dei gas di scarico del motore, secondo lo schema riportato in Fig. 93. A tal fine si è ricorso ad un volume zero dimensionale (air-side-01 di Fig. 93) collegato alla linea di scarico del motore, il quale consente di calcolare la potenza termica ceduta per convezione dai gas di scarico alla parete di separazione dei due fluidi in transito attraverso la seguente relazione:

$$Q = S$$

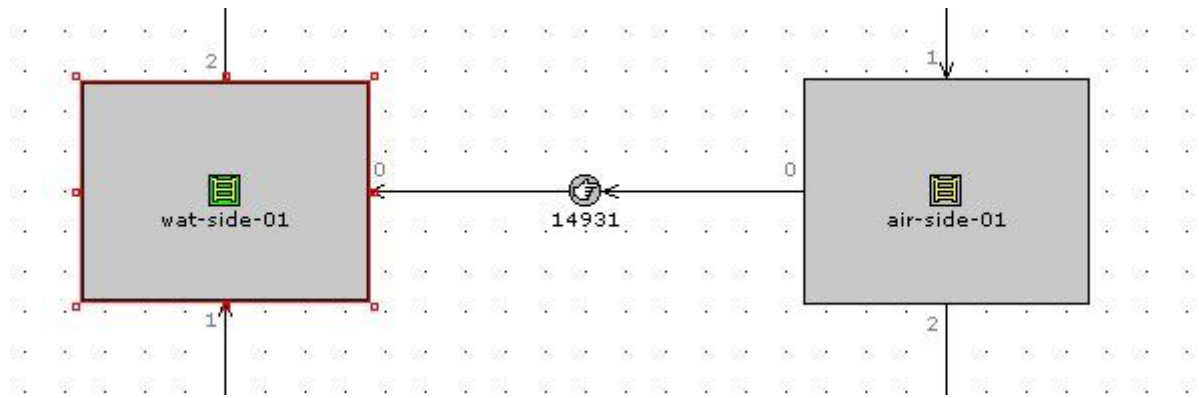


Fig. 93 - Modellazione dello scambiatore di calore utilizzato per il recupero termico dai gas di scarico.

dove h è il coefficiente di scambio termico convettivo, A è l'area di scambio e ΔT la differenza di temperatura media tra il fluido e la parete. Il coefficiente di scambio termico convettivo h , a sua volta, viene calcolato ricorrendo alla seguente correlazione:

$$Nu = Re^m \cdot Pr^{1/4}$$

dove: $u = \text{---}$, $Re = \text{---}$, $Pr = \text{---}$, D è il diametro equivalente della sezione di passaggio, k è la conducibilità termica della parete, ρ la densità del fluido, c_p e μ , v rispettivamente, il calore specifico a pressione costante, la viscosità dinamica e la velocità media del fluido.

Per la valutazione dei coefficienti C ed m si è fatto riferimento alla correlazione sperimentale proposta da Zukauskas [47], valida per banchi di tubi allineati investiti ortogonalmente aventi 20 o più file trasversali, con $0.7 < Pr < 500$; per regime di moto turbolento, in particolare, $C=0.021$ e $m=0.84$.

Ovviamente, per la modellazione dello scambio termico fluido-parete lato acqua valgono considerazioni del tutto analoghe. Anche in questo caso i coefficienti C ed m utilizzati per la definizione del numero di Nusselt sono stati ricavati mediante correlazioni sperimentali relative a flusso turbolento in condotti: $C=0.023$ e $m=0.8$.

Lo scambiatore di calore alimentato dal circuito di raffreddamento del motore è stato, invece, modellato ricorrendo ad un condotto monodimensionale (Fig. 94) nel quale, però, la parete viene caratterizzata dal punto di vista termico come una massa concentrata (mass-02 di Fig. 94); in tal modo, quindi, una volta specificati il coefficiente globale di scambio termico e area totale di scambio è possibile calcolare la potenza termica trasferita dalla parete del condotto al fluido freddo in questione.

Il prodotto $K \cdot S$ dello scambiatore è stato calibrato sulla base dei dati sperimentali disponibili (paragrafo 6.4, Tabella 15), ottenendo per esso un valore di 210 W/K. Per stimare, poi, la potenza termica asportata dal circuito di raffreddamento del motore nelle condizioni di regime corrispondenti alle condizioni di esercizio dell'impianto si è ipotizzato che l'aliquota della potenza termica, generata dal processo di combustione e successivamente ceduta alle pareti del cilindro, sia integralmente recuperata dal circuito di raffreddamento, data la relativa scarsa variabilità della temperatura in esame. La modellazione dello scambio termico netto fra fluido caldo e fluido freddo, quindi, è stata ottenuta assegnando come condizione al contorno per la massa concentrata un flusso termico proprio pari a quello calcolato, ciclo per ciclo, dal codice nella risoluzione dell'equazione dell'energia nei cilindri.

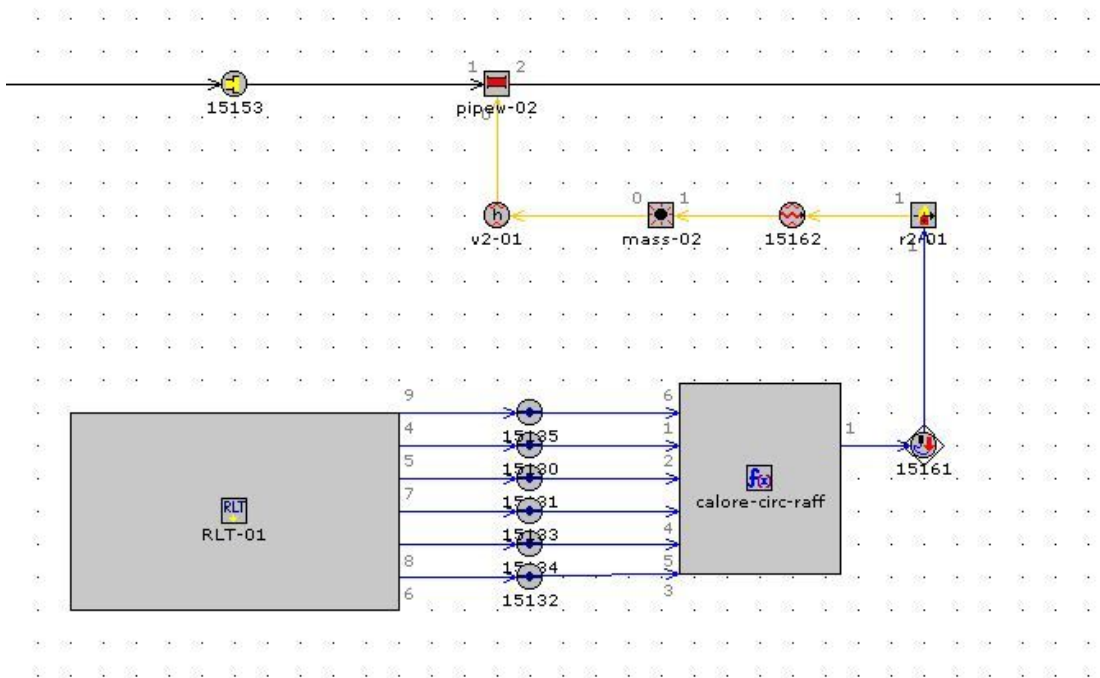


Fig. 94 – Particolare relativo alla modellazione del tratto di circuito preposto al recupero termico dalle pareti del motore.

Una schematizzazione analoga è stata effettuata per la modellazione dello scambiatore ambientale (Fig. 95). La successiva taratura del modello ha restituito per il prodotto $K \cdot S$ un valore di 160 W/K. La potenza termica di input, però, è stata ottenuta attraverso considerazioni di carattere energetico. Tale scambiatore, infatti, è utilizzato per il recupero dell'energia termica persa per convezione ed irraggiamento dal motore all'interno della capsula coibentata, altrimenti dispersa in ambiente.

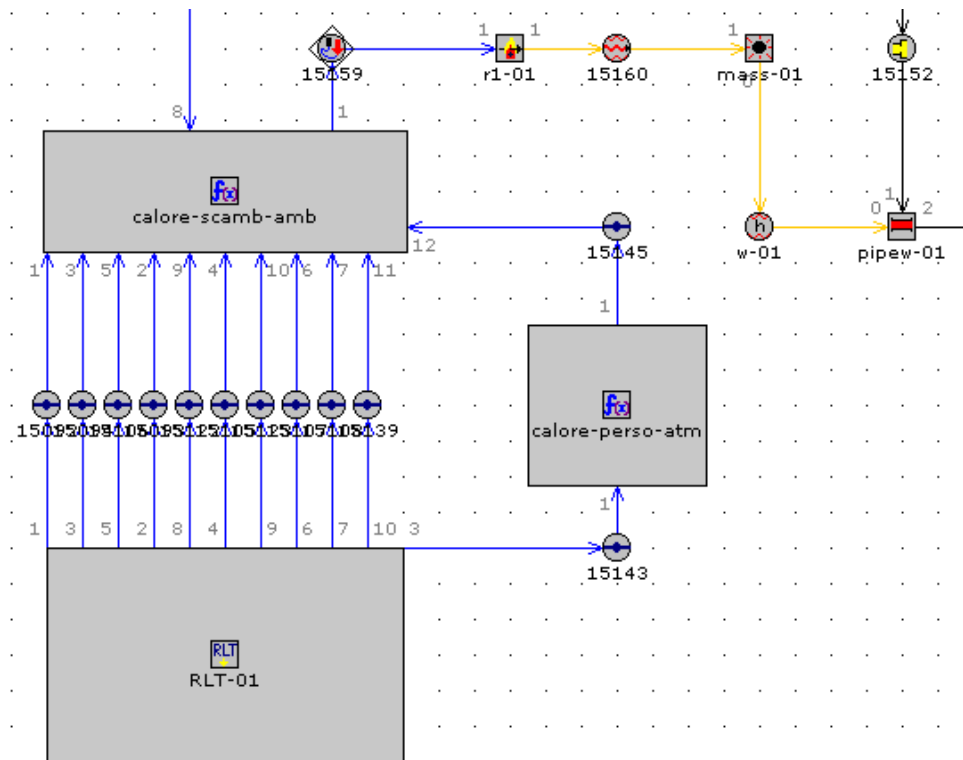


Fig. 95 - Modellazione dello scambiatore di calore ambientale.

Il calcolo di tale potenza termica è realizzato, ciclo per ciclo, risolvendo la seguente equazione di bilancio implementata nel codice:

$$Q_{am} = i \eta u_a \overline{aff} \overline{ga} \overline{ut}$$

dove:

- Q_{am} = potenza termica teoricamente recuperata dallo scambiatore ambientale.
- i = potere calorifico inferiore del combustibile.
- η = rendimento di combustione.
- u_a = portata massica di combustibile.
- $\overline{u_a}$ = potenza utile all'albero del motore.
- \overline{aff} = potenza termica recuperata dal circuito di raffreddamento del motore.
- \overline{ga} = potenza termica recuperata dai gas di scarico del motore.
- \overline{ut} = potenza termica dissipata nell'ambiente a causa del contenuto entalpico residuo dei gas di scarico in uscita dall'involucro del cogeneratore.
- \overline{ut} = potenza termica dispersa attraverso le pareti dell'involucro o riconducibili agli incombusti.

Infine, interfacciato il modello termo fluidodinamico del motore con quello relativo al circuito di recupero termico si è ottenuto un modello di simulazione completo per l'intero microgeneratore (Fig. 96).

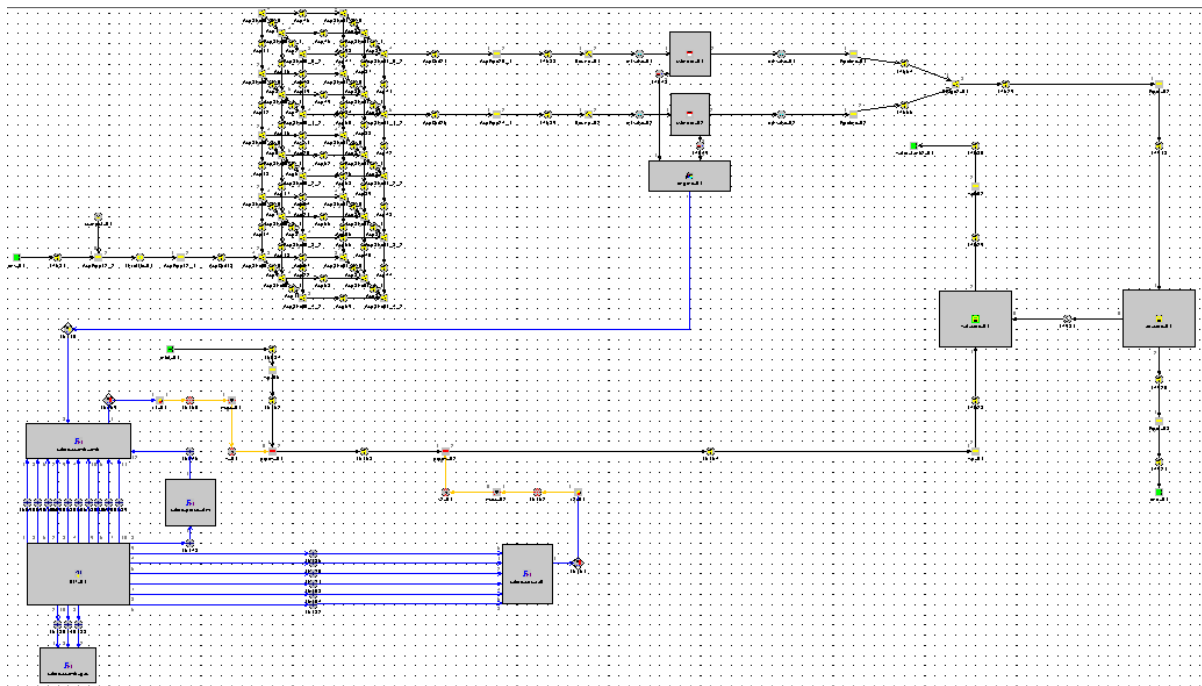


Fig. 96 - Schema monodimensionale completo dell'intero microgeneratore.

A questo punto si sono confrontati i risultati sperimentali pregressi con i corrispondenti valori di simulazione, con riferimento alle potenze termiche scambiate nei tre scambiatori di calore e alle corrispondenti temperature di esercizio. Questi sono riportati nella Tabella 18 e fanno riferimento alla Fig. 85 per quanto concerne la definizione delle grandezze interessate.

	Sperimentale	Calcolato	Scarto percentuale
Temperatura dei gas di scarico in ingresso allo scambiatore C, T8	938,00 K	939,80 K	0,19%
Temperatura dei gas di scarico all'uscita dello scambiatore C, T9	472,00 K	486,90 K	3,06%
Temperatura dell'acqua all'uscita dello scambiatore ambientale, T3	298,83 K	299,99 K	0,39%
Temperatura dell'acqua all'uscita dello scambiatore di calore del motore, T4	308,74 K	308,62 K	0,04%
Temperatura dell'acqua all'uscita del microgeneratore, T5	318,06 K	317,87 K	0,06%
Potenza termica recuperata dallo scambiatore ambientale	11,19 kW	11,12 kW	0,58%
Potenza termica recuperata dallo scambiatore con i gas di scarico	10,28 kW	10,69 kW	3,82%
Potenza termica recuperata dal circuito di raffreddamento del motore	10,38 kW	10,18 kW	1,91%

Tabella 18 - Confronti fra i risultati del modello e quelli sperimentali.

È evidente come tali risultati restituiscano un sostanziale accordo con i dati sperimentali, con uno scarto che solo per la potenza termica recuperata dai gas di scarico arriva al 3.8%. Il modello approntato, dunque, può essere utilizzato come uno valido strumento di ausilio alla progettazione, permettendo di simulare il comportamento del sistema al variare delle condizioni operative, ovvero costituendo uno strumento di analisi dei risultati attesi al variare della configurazione impiantistica in risposta a mutate esigenze dell'utenza. Si fa riferimento, ad esempio, allo sdoppiamento del circuito di recupero ad acqua per rispondere ad un'eventuale richiesta di calore a più alta temperatura riconducibile, ad esempio, all'alimentazione di una macchina frigorifera ad assorbimento. In tal caso si potrebbe prevedere un secondo circuito preposto al recupero termico dai soli gas di scarico del motore, in cui si può far variare opportunamente la portata d'acqua circolante in funzione del livello termico richiesto.

CONCLUSIONI

Il conseguimento di risultati energeticamente “ottimi” mediante il ricorso alla produzione combinata di energia termica ed elettrica costituisce un problema complesso. Non è possibile, infatti, quantificarne i benefici prescindendo da una conoscenza accurata dei carichi dell’utenza in esame. Il numero di variabili che intervengono nel problema è tale, inoltre, da stravolgere completamente i margini di risparmio energetico ed economico al mutare del quadro normativo, tariffario o dello scenario energetico di riferimento. La dipendenza dalla configurazione impiantistica e dalla relativa logica di gestione è altrettanto significativa. Lo studio, ad esempio, ha messo in luce come per una stessa unità cogenerativa il vantaggio energetico globale del sistema può variare nell’intervallo 0÷19%.

Un’analisi di previsione del tipo di quella proposta è fondamentale, quindi, per cercare una soluzione impiantistica (taglia del cogeneratore, schema d’impianto, logica di gestione, taglia dell’eventuale macchina frigorifera ad assorbimento, numero di cogeneratori, etc.) che si avvicini alla soluzione energetica più valida pur garantendo un adeguato profitto. A tal fine, la determinazione delle configurazioni di ottimo è stata perseguita attraverso gli strumenti propri dell’analisi multiobiettivo e ricorrendo, in particolare, all’algoritmo evolutivo di tipo genetico MOGA II implementato nel software di ottimizzazione modeFRONTIER®. Lo studio mostra come la ricerca di configurazioni orientate alla massimizzazione del risparmio energetico complessivo conduce verso risultati peggiorativi per quanto concerne il tempo di ritorno del capitale investito. L’impossibilità di definire un chiaro *trade-off* fra il Risparmio di Energia Primaria ed il *Simple Payback*, a conferma della complessità con cui le diverse variabili concorrono a determinare i risultati, ribadisce la sostanziale impossibilità di condurre un’analisi predittiva che prescinda dal ricorso all’ottimizzazione vettoriale.

Il potenziale della produzione combinata di energia termica ed elettrica in termini di risparmio energetico è tale da giustificare le attenzioni rivolte alla tecnologia cogenerativa basata su motori a combustione interna alternativi alimentati a gas naturale. Configurazioni impiantistiche e logiche di gestione dei gruppi come quelle analizzate nel presente lavoro, suscettibili di ulteriore ottimizzazione e affinamento, sono tali da configurare risparmi di energia primaria che si avvicinano al 20% in applicazioni ad utenze del settore ospedaliero. Il risultato è ancora più interessante se si considera che la variabilità dei carichi nel settore civile è spesso tale da inficiare, almeno in parte, i potenziali vantaggi della produzione combinata.

Per quanto concerne l’utenza dell’Ospedale S.Paolo in esame, ad esempio, particolarmente interessanti potrebbero risultare tutte quelle soluzioni che prevedono il ricorso a tre cogeneratori, caratterizzate da valori del risparmio energetico intorno al 18%, valori di SPB di circa 4 anni e livelli di potenza elettrica erogata compresi nell’intervallo 225÷240 kW per cogeneratore. Queste, infatti, sembrano costituire un valido compromesso in termini di flessibilità di esercizio, semplificazione impiantistica e sicurezza dell’approvvigionamento energetico nell’eventualità di black out elettrici brevi o prolungati.

Una volta individuata la soluzione cercata (taglia e numero di cogeneratori) sulla base di opportuni vincoli decisionali, una serie di analisi supplementari possono essere condotte, ad esempio, in merito alla valutazione delle prestazioni energetiche del sistema a carico parziale, in merito a configurazioni impiantistiche ottimizzate, etc. Lo studio, infatti, mostra come la modellazione termo fluidodinamica monodimensionale dell’intero cogeneratore, comprensivo del circuito di recupero termico, possa costituire un valido strumento di ausilio alla progettazione,

permettendo di simulare il comportamento del sistema al variare delle condizioni operative, oppure fornire uno strumento di analisi dei risultati attesi al variare della configurazione impiantistica, in risposta a mutate esigenze dell'utenza, o della logica di esercizio del sistema (es. modalità di esercizio *heat tracking*).

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1]. A. Carlson, J. Berry, "Experiences with Combined Heat and Power during the August 14, 2003 Northeast Blackout", Prepared for "Power-Gen 2004 Conference", August 2004.
- [2]. British Petroleum, [Statistical Review of World Energy, June 2010](#).
- [3]. International Energy Agency, Key [World Energy Statistics, 2010](#).
- [4]. International Energy Agency, [World Energy Outlook 2010, Presentation to the press, London, 9 November 2010](#).
- [5]. Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Annual Statistical Bulletin*, 2008.
- [6]. Stanford University, *Global Climate and Energy Project*.
- [7]. M. Dentice d'Accadia, M. Sasso, S. Sibilio, L. Vanoli, "Micro-combined heat and power in residential and light commercial applications", *Applied Thermal Engineering*, 23 (2003), pp. 1247–1259.
- [8]. N.C. Cirillo, R. Cozzolino, "Un prototipo di microgeneratore da 3kW: realizzazione e risultati", 53° Congresso ATI, Firenze, Italia, 1998.
- [9]. R. Cozzolino, M.no Migliaccio, N.C. Cirillo, P. Grassia, P. Capaldi, "Un microgeneratore con motore a c.i. alimentato a GPL". Convegno Tekna, Napoli, Ottobre 2000.
- [10]. Realizzazione di un microgeneratore da 6kWe-(Rapporto della ricerca Dime-Coelmo SrL), 2001.
- [11]. P. Capaldi, R. Cozzolino, P. Grassia, M. Migliaccio, A. Natale, "Un microgeneratore da 6kWe ad alta efficienza e basso impatto ambientale", 57° Congresso Nazionale ATI, Pisa, 17÷20 settembre 2002.
- [12]. P. Capaldi, P. Grassia, M.no Migliaccio, A. Del Pizzo, "Un microgeneratore da 10kWe ad alta efficienza e basso impatto ambientale", 58° Congresso Nazionale ATI, Padova- S. Martino di Castrozza, 9-13 settembre 2003.
- [13]. Cozzolino R., Matocci L., Migliaccio M.no, "Un piccolo impianto pilota cogenerativo con pompa di calore alimentato a GPL", International Conference "Energy and environment towards the year 2000", Capri Italy (3-5 giugno 1993). (In italian).
- [14]. Cirillo N.C., "La microgenerazione con Motori Alternativi a C. I. alimentati con combustibili gassosi". Tesi di Dottorato in Ingegneria delle Macchine. X Ciclo. 1998.
- [15]. Cirillo N. C., Cozzolino R., "Micro-cogeneration with LPG fuelled S.I. engines: new ways for emissions control", The 1998 Fall Technical Conference of the ASME Internal Combustion Engine Division. Part 1 (of 3); Clymer, NY, USA; 27-30 Sept. 1998. pp. 63-69.
- [16]. Natale A., "Sviluppo ed Ottimizzazione Vibro-Acustica di un Microgeneratore". Tesi di Dottorato in Ingegneria dei Sistemi Termo-Meccanici. XIII Ciclo. 2001.
- [17]. Cardone M., Capaldi P., Masi A., Migliaccio M.no, "Telediagnostica e telemisure di un impianto microcogenerativo sperimentale" 58° Congresso Nazionale ATI, San Martino di Castrozza (Padova), 9-13 Settembre 2003.
- [18]. Capaldi P., Migliaccio M.no, Pennacchia O., "Sugli impianti di microgenerazione: esperienze e sviluppi", Convegno Geotekna – Napoli Mostra d'Oltremare – 23/25 febbraio 2006.
- [19]. Delibera AEEG n. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Condizioni per il riconoscimento

della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

[20]. Delibera AEEG n. 296/05 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02".

[21]. E. Macchi, S. Campanari, P. Silva – *La micro cogenerazione a gas naturale*, Polipress, 2006.

[22]. M. Sorrentino, "PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO IN AMBITO CIRCUITALE", tesi di laurea in Ingegneria Elettronica, Anno Accademico 2006-2007, Napoli.

[23]. Hongbo Ren, Weisheng Zhou, Ken'ichi Nakagami, Weijun Gao, Qiong Wu, "*Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects*", *Applied Energy* 87 (2010) 3642–3651.

[24]. A. Piacentino, F. Cardona, "EABOT – Energetic analysis as a basis for robust optimization of trigeneration systems by linear programming", *Energy Conversion and Management* 49 (2008) 3006–3016.

[25]. De Paepe M., D'Herdt P., Mertens D., "Micro-CHP systems for residential applications", *Energy Conversion and Management*, Volume 47, Issues 18-19, November 2006, pp. 3435-3446.

[26]. Bozza F., Manna M., Pascarelli A., "Un approccio misto 0-D/1-D per la simulazione di M.C.I. a 2 tempi", atti del 49° Congr.Naz. ATI, Perugia, settembre 1994, Vol. II, pp. 1835-1847, ed. SGE-Padova.

[27]. Gimelli A. (1999). "Metodologie sperimentali e teoriche per l'analisi ed il progetto dei moderni Motori a Combustione Interna", tesi di dottorato in Ingegneria delle Macchine (Impianti Motori Termici) - XI ciclo. Discussa il 22 aprile 1999 a L'Aquila.

[28]. Bozza F., "Metodi innovativi per lo studio dei fenomeni caotici: la combustione premiscelata nei M.C.I.", in "Saggi in onore del prof. L. d'Amelio nel centenario della nascita", pp. 55-73, ed. Liguori, Napoli 1993.

[29]. Bozza F., Senatore A., Tuccillo R., Gimelli A.. (1997). "Caratterizzazione sperimentale e teorica del funzionamento di un motore diesel di concezione avanzata". *Rivista ATA*. pp. 117-129, ISSN: 0001-2661. Volume del marzo 1997.

[30]. Bozza F., Cozzolino R., Gimelli A., Unich A. (1997). "Applicazione di avanzato codice di calcolo allo studio di soluzioni innovative per motori a 2t monocilindrici", atti (distribuiti su cd-rom) del III Convegno Nazionale del PFT2, novembre 1997, Taormina.

[31]. Bozza F., Cameretti M.C., Gimelli A., Senatore A., Tuccillo R. (1998). "A Modern Approach to the Analysis of an ICE by means of theoretical and experimental tools" atti del 4° Convegno Internazionale "Automobili e Motori High-Tech", Modena, 29-30 maggio 1998.

[32]. Bozza F., Cozzolino R., Gimelli A., Unich A.. (1999). "A Physically Based Scavenging Model Applied to a Small Size Two Stroke Engine". 4th International Conference ICE99 Internal Combustion Engines: Experiments and Modeling. Settembre 1999. (vol. 1, pp. 623-632). Congresso svolto a Capri (NA) - Italia. Pubblicato anche sugli atti dell' "Open Workshop on 2-Stroke Engines", Capri, Settembre 1999, pp.115-124.

[33]. Bozza F., Gimelli A., Grassia P., Migliaccio M.no. (2000). "Progettazione meccanica ed analisi fluidodinamica di un MCI per velivoli ultraleggeri". 55° Congresso Nazionale ATI. 15-20 settembre 2000. Atti distribuiti su cd-rom. Congresso svolto a Bari e Matera – Italia. (in Italian).

[34]. Bozza F., Gimelli A., Senatore A., Caraceni A.. (2001). "A Theoretical Comparison of Various VVA Systems for Performance and Emission Improvements of SI-Engines". SAE 2001 World Congress. March 2001. (vol. SP-1599). SAE paper 2001-01-0670. Session: Variable Valve Actuation. Congress took place in Detroit, MI, USA.

- [35]. Bozza F., Gimelli A.. (2001). ““1DIME”: a One-Dimensional Internal Combustion Engine Simulation Code for Automotive Industry Applications”. National Congress Italian Society for Computer Simulation - ISCS 2001. 6-7 December 2001. Acts distributed on CD-ROM. Congress took place in Napoli - Italia.
- [36]. Bozza F., Gimelli A., Tuccillo R.. (2002-2003). “The control of a VVA-Equipped SI Engine Operation by Means of 1D Simulation and Mathematical Optimization”. SAE 2002 World Congress & Exhibition. 4-7 March 2002. (vol. SP-1692). SAE paper 2002-01-1107. Session: Variable Valve Actuation. Congress took place in Detroit, MI, USA. Published also in the 2003 on the SAE 2002 Transactions, Journal of Engines, Section 3 – Volume 111, pp. 1790 - 1801. Journal Code: E184774. ISSN: 0096-736X.
- [37]. Bozza F., Gimelli A., Torella E.. (2002). “The potential of 1D Simulation Models in Control Applications of VVT Engine”. MECA 2002. September 2002. Fisciano (SA) - Italy. Acts distributed on CD-ROM.
- [38]. Bozza F., Gimelli A.. (2004-2005). “A Comprehensive 1D Model for the Simulation of a Small-Size Two-Stroke SI Engine”. SAE 2004 World Congress & Exhibition. March 2004. (vol. SP-1830, ISBN 0-7680-1366-6, pp. 165-177). ISBN/ISSN Number: 0-7680-1366-6. SAE paper 2004-01-0999. Session: Modeling of SI Engines. Detroit, MI, USA. Published also in the 2005 on the SAE 2004 Transactions, Journal of Engines - section 3 – Journal Code: E184774. ISSN: 0096-736X. July 2005.
- [39]. Bozza F., Gimelli A., Merola S. S., Vaglieco B. M.. (2005-2006). “Validation of a Fractal Combustion Model Through Flame Imaging”. SAE 2005 World Congress & Exhibition. April 2005. (vol. SP-1969, pp. 257-271). ISBN 0-7680-1614-2. SAE paper 2005-01-1120. Session: Modeling of SI and Diesel Engines. Detroit, MI, USA. Published also in the 2006 on the SAE 2005 Transactions, Journal of Engines. Vol. 114-3, pp. 973-987. March 2006. Journal Code E184774. ISSN 0096-736X. ISBN 0-7680-1689-4.
- [40]. Bozza F., Gimelli A.. (2009). “Unsteady 1D Simulation of a Turbocharger Compressor”. SAE 2009 World Congress & Exhibition. 20-23 April 2009. Detroit, MI, USA. Session: Modeling of SI and Diesel Engines. SAE paper 2009-01- 0308. On SP-2244, Modeling of SI and Diesel Engines, 2009, pp. 67-76, ISBN 978-0-7680-2140-0. Also in SAE International Journal of Engines, vol. 2, pp. 189-198, Print ISSN: 1946-3936, Online ISSN: 1946-3944, October 2009.
- [41]. Harten A., "On a Class of High Resolution Total Variation Stable Finite Difference Schemes", Journal of Computational Physics, Vol. 21, 21-23, 1984.
- [42]. Manna M., "A Three Dimensional High Resolution Compressible Flow Solver", PhD Thesis, Catholic Univ. of Louvain - Von Karman Institute for Fluid Dynamics, 1992, also in Technical Note 180, VKI, 1992.
- [43]. Matthews R.D., and Chin Y.W., "A Fractal-Based SI Engine Model: “Comparisons of Predictions with Experimental Data”, SAE Paper 910075, 1991.
- [44]. Poulos S. G., Heywood J. B., “The Effect of Chamber Geometry on Spark-Ignition Engine Combustion”, SAE Paper 830334,1983.
- [45]. Macchi E., Campanari S., Silva P., “La Microcogenerazione a Gas Naturale”, Politecnico di Milano (ed), Milano 2005.
- [46]. Di Andrea F., “MICENE – Misure dei Consumi di ENergia Elettrica nel settore domestico”, Politecnico di Milano – Dipartimento di Energetica, Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio, IAR, giugno 2003.
- [47]. R. Mastrullo, P. Mazzei, V. Naso, R. Vanoli, “Fondamenti di trasmissione del calore”, Liguori Editore.