



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE  
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

**VALUTAZIONE SULL'UTILIZZO  
DELLA COGENERAZIONE  
NEL SETTORE RESIDENZIALE E  
NEL SETTORE TERZIARIO**

RELATORE: Prof.ssa Anna Stoppato

LAUREANDO: Riccardo Sandonà

ANNO ACCADEMICO 2014-2015



*Dedico questa tesi alla mia famiglia,  
sempre presente, soprattutto nei miei momenti di silenzio,  
a Giulia, con la quale sono cresciuto e maturato,  
sempre pronta a regalarmi un sorriso nei momenti di sconforto,  
a Jacopo e Nicola, amici fidati,  
sempre pronti ad aiutarmi non chiedendo nulla in cambio.*

*“Noi non abbiamo ereditato il mondo dai nostri padri,  
ma lo abbiamo avuto in prestito dai nostri figli e a loro  
dobbiamo restituirlo migliore di come lo abbiamo trovato.”*

*(Barone Robert Baden-Powell)*



# INDICE

<b>INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>CAPITOLO 1 - Cogenerazione e microcogenerazione</b>	<b>5</b>
1.1 Scenario energetico di riferimento	5
1.2 Principio fondamentale della cogenerazione	8
1.3 Piccola cogenerazione e microcogenerazione	10
1.4 Microcogenerazione e generazione distribuita	10
<b>CAPITOLO 2 - Quadro normativo e scenario europeo</b>	<b>13</b>
2.1 Cogenerazione ad alto rendimento	13
2.2 Benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR	14
2.3 Norme di riferimento	15
2.3.1 Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio	15
2.3.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007	15
2.3.3 Legge 23 luglio 2009	16
2.3.4 Decreto legislativo 3 marzo 2011	16
2.3.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011	17
2.3.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011	18
2.4 Calcolo delle grandezze relative alla CAR	19
2.4.1 Il rendimento globale	19
2.4.2 Calcolo di Ce <sub>eff</sub> e dimensionamento dell'impianto virtuale per le unità di cogenerazione con vincolo $\eta_{\text{globale}} \geq 75\%$	21
2.4.3 Calcolo di Ce <sub>eff</sub> e dimensionamento dell'unità virtuale nel caso di impianti con apporto di energia da fonti non generative	22

2.4.4 Primary Energy Saving (PES)	23
2.4.5 Calcolo dell'incentivo per gli impianti che abbiano ottenuto il riconoscimento CAR	28
2.5 Europa e pacchetto 20-20-20	29
2.6 Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica	32
2.7 Politiche europee al 2030 e al 2050	34

## **CAPITOLO 3 - Tecnologie per la microcogenerazione** **37**

3.1 Motori a combustione interna	37
3.1.1 Motori a combustione interna	37
3.1.2 Descrizione della macchina e componenti fondamentali	39
3.1.3 Potenziali margini di miglioramento	40
3.1.4 Modelli sul mercato e principali costruttori	42
3.1.5 Parametri necessari per l'analisi ambientale	45
3.1.6 Schemi impiantistici cogenerativi e bilanci energetici	47
3.1.7 Combustibili impiegabili	49
3.1.8 Modalità di connessione e di esercizio	50
3.1.9 Costi, affidabilità e manutenzione	51
3.2 Microturbine a gas	52
3.2.1 Microturbine a gas	52
3.2.2 Descrizione della macchina e componenti fondamentali	53
3.2.3 Principali costruttori	56
3.2.4 Prestazioni in assetto cogenerativo e caratteristiche del'energia termica disponibile	56
3.2.5 Combustibili impiegabili	56
3.2.6 Modalità di connessione e di esercizio	57
3.2.7 Costi e affidabilità	58
3.2.8 Potenziali margini di miglioramento	59
3.2.9 Parametri necessari per l'analisi economica ed ambientale	59
3.2.10 Uso cogenerativo e bilanci energetici	60

## **CAPITOLO 4 - Le utenze** **63**

4.1 Dati sulla cogenerazione	63
4.2 Mercato in Italia	65
4.3 I settori applicativi	67
4.4 Il settore residenziale	68

4.4.1 Utenza monofamiliare	71
4.4.2 Utenze condominiali	75
4.5 Il settore terziario	79
4.5.1 Utenza ospedale	79
4.5.2 Utenza centro commerciale	81
<b>CAPITOLO 5 - Simulazioni di impianti</b>	<b>85</b>
5.1 Simulink	86
5.1.1 Parametri di input	86
5.1.2 Descrizione del programma	91
5.1.3 Bilancio energetico e calcolo della temperatura	93
5.1.4 Temperatura dell'aria esterna	95
5.1.5 Parametri di output	98
5.1.6 Funzionamento della macchina cogenerativa e sistemi di controllo	100
5.1.7 Rendimento, energia primaria e rapporto calore/energia elettrica	105
5.1.8 Emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto	109
5.2 Programma di calcolo	110
5.2.1 Parametri energetici	110
5.2.2 Parametri ambientali	112
5.2.3 Parametri economici	113
<b>CAPITOLO 6 - Interpretazione dei dati</b>	<b>117</b>
6.1 Applicazione monofamiliare	117
6.1.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate	117
6.1.2 Scenario tariffario	119
6.1.3 Tipologie di simulazioni	119
6.1.4 Analisi dei dati	121
6.1.5 Conclusione utenza monofamiliare	147
6.2 Applicazione condominiale	147
6.2.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate	147
6.2.2 Scenario tariffario e tipologie di simulazioni	149
6.2.3 Analisi dei dati	149
6.2.4 Conclusione utenza condominiale	164
6.3 Utenze del settore terziario: ospedale	164

6.3.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate	164
6.3.2 Scenario tariffario e tipologie di simulazioni	165
6.3.3 Analisi dei dati	167
6.3.4 Conclusioni utenza ospedale	178
6.4 Utenze del settore terziario: centro commerciale	178
6.4.1 Tipologia di utenza, macchine cogenerative	178
6.4.2 Analisi dei dati	179
6.4.3 Conclusioni centro commerciale	188
<b>CONCLUSIONE</b>	<b>191</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>195</b>

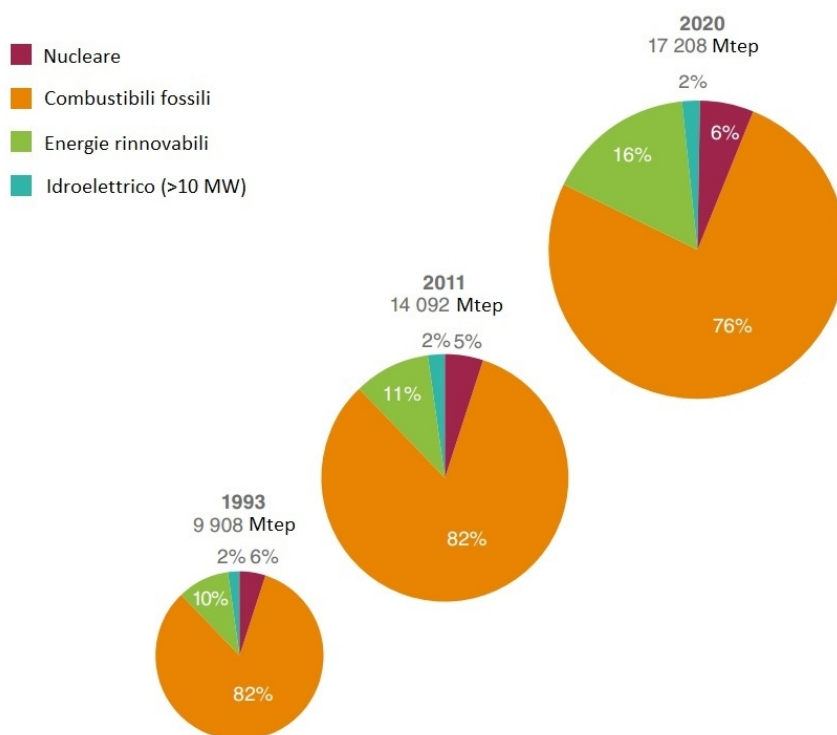




## INTRODUZIONE

Il mondo in cui viviamo è cambiato significativamente negli ultimi vent'anni. La tecnologia è diventata uno dei più importanti motori di sviluppo economico e sociale. Tutti gli aspetti della vita umana sono da essa influenzati ed essa ha cambiato non solo il nostro modo di pensare, ma anche il nostro modo di agire. È inutile dire che molti impianti ed apparecchi per funzionare hanno bisogno di elettricità. Di conseguenza la richiesta di elettricità è rapidamente aumentata, molto più velocemente rispetto alla richiesta totale di energia primaria. Inoltre, negli ultimi vent'anni molti paesi in via di sviluppo e molti di quelli sviluppati hanno incrementato la loro attività industriale con conseguenti aumenti di richiesta non solo di energia elettrica, ma anche di energia termica. Per di più, l'aumento della domanda di energia è dovuto anche al forte aumento demografico mondiale: dal 1990 la popolazione è cresciuta di quasi un miliardo e mezzo.

Ad oggi la stragrande maggioranza dell'energia viene prodotta dai combustibili fossili, che, però, essendo una risorsa non rinnovabile, vanno esaurendosi. Siamo quindi di fronte ad un enorme problema energetico: da un lato abbiamo una sempre più crescente richiesta di energia; dall'altro la "materia prima" per la sua produzione va esaurendosi. La figura sottostante mostra la richiesta di energia primaria globale nel 1993, nel 2011 e quella che si stima sarà nel 2020.



Richiesta di energia primaria globale (Fonte: EnerNoc).

Come si osserva, in neanche due decenni la richiesta di energia primaria è quasi raddoppiata e i combustibili fossili occupano ancora una grande parte nello scenario energetico globale.

Oltre al problema energetico vi è quello ambientale con il sempre più crescente rilascio di inquinanti in atmosfera. Sempre più governi si sono spinti a firmare accordi internazionali per il contenimento delle emissioni.

Per risolvere i problemi energetico e ambientale si stanno seguendo due strade principali: lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Per efficienza energetica si intende un uso più razionale dell'energia, che garantisca dei maggiori risparmi di energia primaria. È proprio in quest'ottica di risparmio che si inserisce il concetto di cogenerazione, ossia il processo di produzione contemporanea di energia elettrica ed energia termica, che ha quindi l'obiettivo di arrivare ad un miglior sfruttamento dell'energia contenuta nel combustibile, cominciando ad eliminare gli sprechi energetici subito a monte del problema, a partire quindi dalla produzione.

La cogenerazione è già un'opzione produttiva fortemente consolidata in molti ambiti industriali e risulta avere ottime prospettive di sviluppo potendo arrivare ad assumere un peso ancora più rilevante in termini percentuali nella produzione energetica nazionale. Altri settori dove la cogenerazione offre sicuramente ampi margini di sviluppo sono quello residenziale e quello terziario.

La grande cogenerazione, però, a causa dei bassi carichi delle singole utenze residenziali e terziarie e alle oggettive difficoltà ed elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore sufficientemente estese, non risulta adatta a soddisfare la richiesta del settore residenziale e terziario. È qui che nasce il concetto di piccola cogenerazione e microcogenerazione, costituite da piccoli e micro impianti ubicati presso le utenze.

Con questo studio si vuole analizzare il funzionamento di impianti di piccoli e micro cogenerativi quali motori a combustione interna e microturbine a gas installati in utenze monofamiliari, condominiali e del settore terziario, come ospedali e centri commerciali. L'obiettivo è quello di confrontare impianti cogenerativi di taglia diversa a seconda dell'utenza, costituiti da una macchina cogenerativa, una caldaia ausiliaria e un serbatoio di accumulo termico, con impianti tradizionali (produzione termica da caldaia tradizionale ed energia elettrica acquistata dalla rete). Vengono effettuate molte simulazioni diverse per tipo di utenza, per tipologia di funzionamento dell'impianto (funzionamento con dissipazione termica, senza dissipazione termica e seguendo il carico elettrico) e per tipologia di macchina cogenerativa. Lo scopo è quello di valutare se l'impianto cogenerativo offre dei migliori risultati in termini energetici e ambientali rispetto a quello tradizionale e se esso risulta economicamente conveniente per le singole utenze.

Il funzionamento di tali impianti è simulato da un programma appositamente creato in ambiente Simulink, che calcola il consumo energetico e le emissioni dell'impianto (emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto) che si vuole analizzare, partendo dai

diagrammi di carico elettrico e termico delle varie utenze. Successivamente con un programma di calcolo si sono analizzati i risultati delle simulazioni sia dal punto di vista energetico, sia ambientale, sia economico.

I primi due capitoli parlano dello scenario energetico di riferimento, della cogenerazione e delle normative legate ad essa. Il terzo capitolo descrive le due tipologie di macchine cogenerative utilizzate nello studio: motori a combustione interna e microturbine a gas. Il quarto capitolo presenta alcuni dati sulla cogenerazione in Italia e mostra quali sono le utenze analizzate. Il quinto capitolo descrive in maniera dettagliata il programma Simulink creato e il programma di calcolo. Infine nel sesto e ultimo capitolo vengono analizzati i risultati ottenuti per le varie utenze.



# CAPITOLO 1

## Cogenerazione e microcogenerazione

### 1.1 Scenario energetico di riferimento

Come è ben noto, anche se negli ultimi anni si è visto un aumento sensibile delle fonti rinnovabili, i combustibili fossili rimangono per ora le principali fonti di energia primaria utilizzate in Italia, in particolare il gas naturale. Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta, poco meno del 70% proviene da fonti non rinnovabili e più precisamente poco più del 40% proviene da gas naturale. Nella figura sottostante si può notare come è cambiato il mix energetico italiano negli ultimi vent'anni.

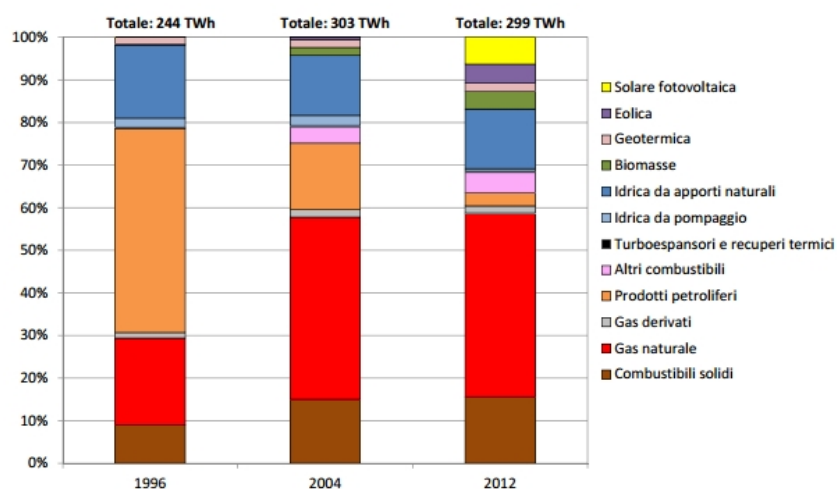


Figura 1.1: Variazione del mix produttivo in Italia (Fonte: Enea).

A causa di diversi fattori, come l'assenza di impianti nucleari, l'utilizzo di impianti termoelettrici a basso rendimento, il difficile mercato dell'energie rinnovabili e la conseguente difficile penetrazione, i prezzi dell'energia elettrica in Italia sono quasi sempre maggiori rispetto alla media europea.

Per capire meglio, le utenze domestiche con consumi bassi, ossia fino a 1 MWh/anno e tra 1 e 2,5 MWh/anno, pagano un po' meno della media europea: rispettivamente 266 e 201 euro/MWh rispetto a 289 e 211 euro/MWh della media EU<sub>27</sub>. Al crescere dei consumi la situazione si inverte. Nella fascia 2,5-5 MWh/anno, i prezzi dell'energia elettrica sono pari a 230 euro/MWh, contro i 197 della media EU<sub>27</sub>, i 145 della Francia, i 179 del Regno Unito. La maggior parte delle famiglie italiane ricadono in questa fascia. Nelle fasce di consumo più alte il differenziale cresce ancora, con prezzi che superano i 300 euro/MWh per famiglie italiane con consumi molto alti a fronte dei 181 della media EU<sub>27</sub>. In Italia dalla seconda fascia in poi i prezzi dell'energia elettrica crescono al crescere dei consumi, mentre nel resto d'Europa la struttura dei prezzi mantiene un'impostazione standard, con prezzi decrescenti con il livello di consumo.

**Tabella 1.1:** Prezzo lordo dell'energia elettrica per uso domestico in Europa nel secondo semestre 2012, in Euro/KWh (Fonte: Eurostat).

	Fino a 1.000 kWh	1.000-2.500	2.500-5.000	5.000-15.000	Oltre 15.000
EU27	0,2892	0,2105	0,1966	0,1891	0,1815
Germania	0,4028	0,2927	0,2676	0,2542	0,2442
Francia	0,2509	0,1648	0,1450	0,1327	0,1295
<b>Italia</b>	<b>0,2661</b>	<b>0,2014</b>	<b>0,2297</b>	<b>0,2835</b>	<b>0,3173</b>
Regno Unito	0,2019	0,1965	0,1785	0,1614	0,1499
Differenziale Italia-EU27	-8%	-4%	+17%	+50%	+75%

Il discorso cambia quando si parla di utenze industriali, per cui in Italia si registrano prezzi superiori alla media europea in tutte le fasce di consumo. Le imprese che pagano di più sono quelle medio-piccole. Un'utenza industriale in seconda fascia, con consumi tra 20 e 500 MWh/anno, in Italia paga 239 euro/MWh contro i 171 della media EU<sub>27</sub>, i 197 della Germania, i 164 del Regno Unito e i 120 della Francia. Nella fascia subito superiore, con consumi tra 500-2000 MWh/anno caratteristici ancora di attività industriali di dimensioni ridotte o a bassa intensità energetica, la situazione peggiora ulteriormente: un'impresa italiana paga l'elettricità 233 euro/MWh contro i 147 della media EU<sub>27</sub>.

**Tabella 1.2:** Prezzo lordo dell'energia elettrica per uso non domestico in Europa nel secondo semestre 2012, in Euro/KWh (Fonte: Eurostat).

	Fino a 20 MWh	20-500	500- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 70.000	70.000- 150.000	Oltre 150.000
EU27	0,2279	0,1713	0,1466	0,1370	0,1172	0,1037	
Germania	0,2789	0,1968	0,1727	0,1574	0,1432	0,1248	
Francia	0,1655	0,1201	0,0942	0,0830	0,0796	0,0678	
<b>Italia</b>	<b>0,3107</b>	<b>0,2391</b>	<b>0,2329</b>	<b>0,2551</b>	<b>0,1646</b>	<b>0,1345</b>	<b>0,1077</b>
Regno Unito	0,1919	0,1644	0,1443	0,1305	0,1228	0,1202	0,1231
Differenziale Italia-EU27	+36%	+40%	+59%	+86%	+40%	+30%	

Questa situazione giustifica il crescente interesse nei confronti delle iniziative che puntano al risparmio energetico e allo sfruttamento delle risorse distribuite sul territorio. In questo contesto possono trovare ampio utilizzo gli impianti di cogenerazione, soprattutto quelli di piccola taglia (potenza inferiore a 10 MVA).

Gli impianti di cogenerazione giocano un ruolo significativo nel panorama energetico nazionale, coprendo circa il 31,5% (dati 2013 TERNA) di tutta la generazione elettrica da combustibili fossili italiana.

**Tabella 1.3:** Impianti di cogenerazione in Italia nel 2013 (Fonte: Terna).

	<u>energia elettrica netta</u>	<u>rendimento elettrico netto</u>	<u>energia termica netta</u>	<u>rendimento termico netto</u>	<u>rendimento totale</u>	<u>potenza nominale netta</u>	<u>numero impianti</u>
	GWh	%	GWh	%	%	MW	
cicli combinati	92015,5	44,5%	28677,3	13,9%	58,4%	19202	162
motori a combustione interna	5418,0	34,1%	4798,5	30,2%	64,2%	1455	831
impianti a vapore a condens. e spill.	4866,4	16,0%	9726,2	31,9%	47,9%	1895	100
impianti a vapore a contropressione	2197,8	16,6%	7446,7	56,4%	73,1%	1327	158
turbine a gas	3758,0	29,3%	5602,2	43,7%	73,0%	926	140
<b>TOTALE</b>	<b>108255,7</b>	<b>38,8%</b>	<b>56250,8</b>	<b>20,2%</b>	<b>58,9%</b>	<b>24805</b>	<b>1391</b>

Tale tabella rappresenta le prestazioni degli impianti cogenerativi italiani nell'anno 2010. Si può osservare come gli impianti basati su cicli combinati generano più del 70% di tutta l'energia elettrica prodotta da impianti cogenerativi e quindi vi è poca produzione di calore. Questo è in contrasto con la loro missione di "cogeneratori". Questa situazione è stata prevalentemente causata da un quadro autorizzativo-normativo-tariffario (CIP 34/90 e 6/92), che ha favorito la realizzazione di impianti di cogenerazione con alti rapporti energia elettrica/calore. Si deve evidenziare anche che la maggior parte di questi impianti non soddisfa i requisiti di rendimento totale (>80%, valore assai discutibile) fissati dalla Direttiva Europea 2004/8/CE.

Dal punto di vista della taglia, la potenza media degli impianti cogenerativi italiani si assesta intorno ai 10 MW<sub>e</sub>, comprendendo alcune centinaia di impianti basati su motori a combustione interna di potenza media intorno a 1 MW<sub>e</sub>, impianti a turbogas a recupero

semplice e cicli a vapore a contropressione prevalentemente nella fascia dei 5-10 MW<sub>e</sub> di potenza, cicli a vapore a condensazione/spillamento e infine i grandi impianti a ciclo combinato.

La maggior parte degli impianti cogenerativi è dislocata in ambienti industriali, dove il calore cogenerato alimenta reti di distribuzione di vapore all'interno dei siti produttivi (raffinerie, aziende chimiche, cartiere, industrie tessili, ecc.).

In misura minore, gli impianti di cogenerazione sono asserviti a reti cittadine di teleriscaldamento (riscaldamento di quartieri o di interi agglomerati urbani), per lo più dislocate nel Nord Italia, dove le condizioni climatiche sono più favorevoli per questo tipo di applicazione. L'applicazione di macchine ad assorbimento per produrre freddo è limitata a un numero ridotto di casi. Il contributo degli impianti di cogenerazione di piccola scala, inferiore ai 500 kW<sub>e</sub>, risulta decisamente limitato.

Concentrandoci sul gas naturale, esso viene destinato per circa il 75% a usi elettrici e di climatizzazione (34% per utilizzi termoelettrici, 41% per residenziale e terziario, dati 2012, fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento per l'Energia) e può essere considerato come il combustibile di riferimento sia per la generazione elettrica, sia per gli utilizzi residenziali e terziari. Nella generazione elettrica il gas naturale viene convertito in energia elettrica con un rendimento medio (considerando impianti vecchi e nuovi, sia di sola produzione elettrica, sia di cogenerazione) del 40-44%, a seconda delle perdite di rete, un valore certamente deludente, alla luce dei potenziali di risparmio offerti dalla cogenerazione. Non esistono statistiche altrettanto precise in merito ai rendimenti concernenti l'utilizzo termico del gas nei settori residenziale e terziario, ma si può dire che il processo risulta assai poco efficiente: da un punto di vista termodinamico, è un "delitto" sprecare una fonte di energia pregiata quale il gas naturale in una catena di processi fortemente irreversibili quali la combustione e il trasferimento di calore così ottenuto a un fluido termovettore a bassa temperatura.

Lo sviluppo della microcogenerazione rappresenterebbe un utilizzo più razionale del gas naturale, senza aumentare la dipendenza del sistema Paese da questa fonte energetica: anzi, la diffusione della microcogenerazione porterebbe a minori consumi globali di gas.

## **1.2 Principio fondamentale della cogenerazione**

Il principio base su cui si basa la cogenerazione è il seguente: in ogni ciclo termodinamico diretto, grazie al quale è possibile estrarre lavoro utile (energia meccanica/elettrica), parte del calore a più elevata temperatura entrante nel ciclo deve necessariamente essere ceduto a più bassa temperatura. Tale quota di calore ceduto rappresenta la quantità di calore ad

alta temperatura che per i limiti imposti dalla termodinamica non è stato possibile convertire in lavoro utile, risultando quindi una perdita nel processo di conversione dell'energia.

Solitamente per produrre la sola energia elettrica si utilizzano centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie, che convertono l'energia primaria di elevato valore termodinamico contenuta nei combustibili in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Si realizzerebbe cioè un processo di cogenerazione.

Il vantaggio della cogenerazione consiste proprio nel fatto che con la produzione congiunta si ottiene in genere un risparmio sul consumo di energia primaria rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica prodotte. Tale risparmio energetico, però, non è scontato: si tratta quindi di valutare quando è davvero vantaggiosa.

L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile. Di conseguenza si ha un minor consumo del combustibile e un minor impatto ambientale.

La produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti come le caldaie tradizionali, sia per usi civili sia industriali.

### **1.3 Piccola cogenerazione e microcogenerazione**

Ai sensi della Legge del 23 agosto 2004, n.239 si definisce impianto di microcogenerazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW. Per estensione si è dunque parlato di micro cogenerazione per gli impianti con capacità di generazione non superiore a 1 MW capaci di realizzare una produzione combinata di energia elettrica e calore.

Con il decreto legislativo dell'8 febbraio 2007, n.20 la definizione di microcogenerazione è stata modificata, distinguendo piccola e micro cogenerazione:

- unità di microcogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kW<sub>e</sub>;
- unità di piccola cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MW<sub>e</sub>.

Lo stesso decreto suggerisce la definizione di cogenerazione, attualmente in vigore, come "la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica".

### **1.4 Microcogenerazione e generazione distribuita**

Un aspetto da tener conto quando si analizzano le opportunità di risparmio energetico offerte dalla cogenerazione è legato alle proprietà di trasporto dell'energia elettrica e del calore.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, essa può essere trasportata per lunghe distanze (migliaia di km) con perdite relativamente contenute, mediante il moto di "cariche elettriche" all'interno di un mezzo conduttore.

Così non avviene per l'energia termica, che può essere trasportata mediante la canalizzazione di un fluido termovettore all'interno di una condotta che consenta al fluido di circolare dal punto di generazione del calore sino al punto di utilizzo. Si osserverebbe infatti un forte effetto di dispersione termica, anche se le opere di coibentazione lungo la condotta venissero realizzate secondo regola d'arte. Tutto ciò vincola il consumo di energia termica solo in prossimità del luogo di produzione.

Nel caso in cui la domanda di calore fosse associata ad una produzione industriale, risulterebbe possibile accoppiare alla generazione concentrata di energia elettrica prodotta da grossi impianti energetici la cogenerazione del calore richiesto, visto che centrale

elettrica e industria di produzione sono solitamente poste all'interno di uno stesso polo industriale. Non risulta conveniente questo accoppiamento quando la domanda di calore è associata ad utenze di tipo civili o ad industrie di piccole dimensioni, in quanto i sistemi di generazione elettrica concentrata sono solitamente distanti da questo tipo di utenze; in tali condizioni risulterebbe più conveniente sfruttare le opportunità di risparmio energetico offerte dalla cogenerazione mediante piccoli impianti ubicati in prossimità delle stesse utenze termiche.

Questo spiega il motivo per cui, per applicazioni civili o industriali di piccola taglia, le opportunità della cogenerazione sono solitamente legate ad impianti di piccola/micro cogenerazione distribuiti sul territorio.



## CAPITOLO 2

### Quadro normativo e scenario europeo

#### 2.1 Cogenerazione ad alto rendimento

*“Il risparmio energetico rappresenta senza dubbio il mezzo più rapido, efficace ed efficiente in termini di costo per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e per migliorare la qualità dell’aria, in particolare nelle regioni densamente popolate”. [Green Paper on Energy Efficiency. “Doing more with less” Unione Europea COM(2005)265].*

Con tale affermazione si evidenzia quanto il risparmio energetico sia uno degli strumenti di più rapido impatto nella lotta su larga scala all’inquinamento. Oltre ai benefici ambientali esso può contribuire al contenimento dei prezzi dell’energia e alla riduzione della dipendenza energetica italiana dall’estero. Nell’ottica del risparmio energetico si muove la cogenerazione, che, allo stato attuale, risulta essere una delle modalità di produzione di vettori energetici per usi finali più efficiente.

Il Parlamento Europeo ha riconosciuto l’importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha incluso tra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione progressiva di un’efficace produzione combinata di energia elettrica e calore.

Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 che recepisce la direttiva comunitaria 2004/8/CE in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia, si inserisce proprio in questo contesto. Tale decreto, integrato dal DM 4 agosto 2011, definisce, inoltre , le grandezze e le caratteristiche da rispettare

affinché la produzione simultanea di energia termica ed elettrica possa essere definita Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Il DM 5 settembre 2011 istituisce il nuovo regime di sostegno per la CAR prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio dell'energia primaria ottenuto, allineando in questo modo l'Italia ai principali Stati membri dell'Unione Europea.

## **2.2 Benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR**

I benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR sono:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione (Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26);
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (deliberazione 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP) e s.m.i.);
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica, come definite dall'Autorità con la deliberazione del 23 luglio 2008 - ARG/elt 99/08 “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) ” e s.m.i..

## **2.3 Norme di riferimento**

### 2.3.1 Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Nella direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2004/8/CE si pone l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento dei combustibili creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta Cogenerazione ad Alto Rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali.

Per calore utile si intende il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore, che sarebbe soddisfatta altrimenti a condizioni di mercato mediante sistemi di generazione termica diversi dalla cogenerazione.

Nella direttiva si definiscono l'energia elettrica "qualificabile come cogenerativa" a partire dalla domanda di calore utile e la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

### 2.3.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007

Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 attua la direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento corrisponda a quanto definito all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la Deliberazione n. 42/02.

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la Cogenerazione ad Alto Rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20 come integrato dal DM 4 agosto 2011.

Il decreto legislativo 20/07, utilizza un criterio basato sul Primary Energy Saving (PES) per definire la CAR. Il PES rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica.

Con il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in CAR (GOc). La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.

### 2.3.3 Legge 23 luglio 2009

La legge 99 del 23 luglio 2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” all'art. 30, comma 11 prevede i benefici economici, per un periodo non inferiore a 10 anni, a impianti riconosciuti CAR.

Il regime di sostegno previsto per la CAR di cui al secondo periodo del comma 1 dell'articolo 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è riconosciuto per un periodo non inferiore a dieci anni, limitatamente alla nuova potenza entrata in esercizio dopo la data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, a seguito di nuova costruzione o rifacimento. Il medesimo regime di sostegno è riconosciuto sulla base del risparmio di energia primaria, anche con riguardo all'energia autoconsumata sul sito di produzione, assicurando che il valore economico dello stesso regime di sostegno sia in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione Europea al fine di perseguire l'obiettivo dell'armonizzazione ed evitare distorsioni della concorrenza.

### 2.3.4 Decreto legislativo 3 marzo 2011

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Detta, inoltre, le norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e i Paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

Al comma 4 dell'art. 29 “Certificati Bianchi”, inoltre, viene previsto un regime di sostegno per gli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 qualora non accedano ai Certificati Verdi né agli incentivi definiti in attuazione dell'articolo 30, comma 11, della Legge 23 luglio 2009, n. 99. Tali impianti, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, hanno diritto ad un incentivo pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni a decorrere dall'entrata in vigore del DM 5 settembre 2011 (gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, possono accedere al meccanismo di incentivazione a partire dalla produzione dell'anno 2012).

### 2.3.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

I nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vengono stabiliti nel decreto ministeriale del 4 agosto 2011, che completa il recepimento della direttiva 2004/8/CE, iniziato con il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e in particolare ne integra e sostituisce gli allegati.

La finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

Il DM 4 agosto 2011 stabilisce che:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, motori Stirling e celle a combustibile è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all'80%.

Se tali unità presentano rispettivamente un rendimento minore del 75% e del 80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La prima si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto dall'unità cogenerativa per il rapporto C definito dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20. Anche l'energia associata al combustibile in ingresso all'unità deve essere suddivisa in due aliquote qualora il rendimento globale dell'impianto sia inferiore alle soglie stabilite.

La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa risulta in questo modo come quella che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia.

Come detto in precedenza per stabilire le condizioni di Alto Rendimento per una data unità di cogenerazione e un dato periodo di riferimento si utilizza il criterio basato sull'indice PES:

- il PES deve essere maggiore di 0 per unità di cogenerazione con capacità di cogenerazione inferiore a 1MW (piccola e micro cogenerazione);
- il PES deve essere pari almeno al 10% per le altre unità.

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere

calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione o con riferimento alle sole quantità di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato qualificabili come cogenerative.

### 2.3.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

In applicazione dell'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 5 settembre 2011 che stabilisce le condizioni e le procedure per l'accesso della cogenerazione al regime di sostegno.

Le unità di cogenerazione di nuova generazione o di rifacimento hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti CAR, all'emissione dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi) di tipologia II, in numero proporzionale al risparmio energetico conseguito, se positivo, secondo quote progressive di potenza. Il numero dei Certificati Bianchi ai quali un produttore ha diritto anno per anno è calcolato sulla base di quanto previsto all'art. 4 del DM 5 settembre 2011.

Tale decreto recepisce, inoltre, quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011 prevedendo, per gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, il diritto al rilascio di Certificati Bianchi in numero pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni (si ricorda che gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007 possono accedere al meccanismo di incentivazione a partire dalla produzione dell'anno 2012).

Ai soli fini dell'accesso agli incentivi (CB), l'art. 3 del DM 5 settembre 2011 prevede che, limitatamente alle unità entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010, sia possibile applicare quanto previsto dalla Delibera AEEG 42/02 in luogo del DM 4 agosto 2011, qualora l'indice PES sia inferiore al valore limite.

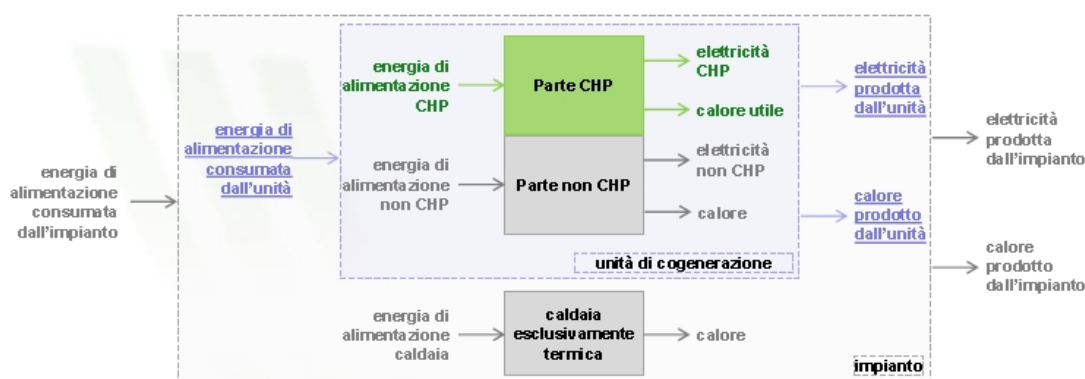
I Certificati Bianchi possono essere utilizzati per assolvere l'obbligo di cui al DM 20 luglio 2004 oppure possono essere oggetto di scambio e contrattazione. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi cui ha diritto. Il prezzo di ritiro è quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità e rimane costante per tutto il periodo di incentivazione. Solo per le unità entrate in esercizio prima del DM 5 settembre 2011, il prezzo di ritiro è quello vigente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

L'art. 11 comma 2 del DM 5 settembre 2011 prevede, inoltre, che il GSE, in proprio o su mandato del Ministero dello Sviluppo Economico, effettui ispezioni in sede locale per accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione, inviando copia dell'esito delle ispezioni al medesimo Ministero e all'operatore.

## 2.4 Calcolo delle grandezze relative alla CAR

### 2.4.1 Il rendimento globale

Prima di procedere ai calcoli, l'impianto di cogenerazione va suddiviso secondo lo schema presente nell'Allegato II.



**Figura 2.1:** Suddivisione di un impianto di cogenerazione.

L'operatore deve conoscere il valore effettivo di tutti i flussi di energia in ingresso e in uscita dal sistema rilevati attraverso sistemi di misura installati sui confini individuati.

La suddivisione dell'impianto deve consentire anche la determinazione dell'energia elettrica e del calore non prodotti in regime di cogenerazione.

Come indicato nell'Allegato II del DM 4 agosto 2011, sulla base della quantificazione del valore dei parametri relativi all'unità di cogenerazione ( $E$ ,  $H_{chp}$ ,  $F$ ), valutati in relazione ad un periodo di riferimento (anno solare), è possibile calcolare il rendimento globale dell'unità di cogenerazione, pari al rapporto tra l'energia complessiva prodotta e l'energia di alimentazione consumata:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F}$$

Dove:

- $E$ , rappresenta l'energia elettrica prodotta;
- $H_{chp}$ , rappresenta l'energia termica utile cogenerata ed effettivamente utilizzata in un processo a valle;
- $F$ , rappresenta l'energia termica immessa nell'unità da fonti esterne all'area dell'impianto di cogenerazione, con esclusione dell'apporto di energia del combustibile non chp da fonti esterne all'area dell'impianto di cogenerazione utilizzata per produrre solo energia termica utile. Tale energia può essere immessa

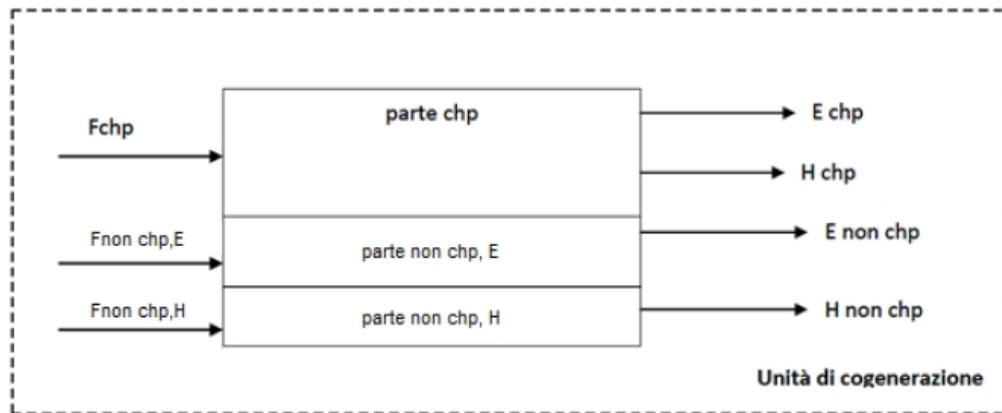
tramite un combustibile o, come in alcuni casi, attraverso gas caldi o vapore provenienti da un processo di lavorazione posto a monte.

Il rendimento globale, come detto in precedenza, deve essere maggiore ai valori soglia illustrati nella seguente tabella.

**Tabella 2.1:** Rendimento globale dei relativi impianti.

Tipo unità	$\eta_{\text{globale}} \geq 0,75$	$\eta_{\text{globale}} \geq 0,80$
		Turbina a vapore a contropressione
	Turbina a gas con recupero di calore	
	Motore a combustione interna	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
	Microturbine	
	Motori Stirling	
	Pile a combustibile	

Se le condizioni descritte nella tabella non sono rispettate si assume che parte dell'energia elettrica/meccanica non sia prodotta in regime di cogenerazione e viene introdotta la macchina virtuale sommariamente illustrata nella figura sottostante, dove una stessa unità fisica viene scomposta in due macchine virtuali: l'unità cogenerativa (CHP) e l'altra non cogenerativa (NON CHP).



**Figura 2.2:** Parte CHP - parte non CHP.

La macchina virtuale è quella macchina che, dato il calore utile assorbito dal processo a valle, ha una potenza elettrica e quindi una produzione di energia tale da soddisfare le condizioni della tabella precedente per le varie tipologie di impianti elencati.

Tale condizione è implicitamente contenuta nella formula presente nell'Allegato II:

$$E_{chp} = H_{chp} * C_{eff}$$

Dove:

- $H_{chp}$ , quantità di calore utile assorbita dal processo di valle, rappresenta la variabile indipendente dell'espressione;
- $C_{eff}$  è il rapporto tra energia elettrica prodotta in cogenerazione e l'energia termica utile definita in precedenza;
- $E_{chp}$ , energia elettrica cogenerativa prodotta dalla macchina virtuale in associazione con una quantità di calore utile  $H_{chp}$  definita come sopra.

Si deve tener presente che la condizione rendimento globale maggiore o uguale a 75% (primo gruppo di unità) e maggiore o uguale a 80% (secondo gruppo di unità) è condizione necessaria, ma non sufficiente, perché un'unità di cogenerazione possa essere considerata totalmente cogenerativa.

#### 2.4.2 Calcolo di $C_{eff}$ e dimensionamento dell'impianto virtuale per le unità di cogenerazione con vincolo $\eta_{globale} \geq 75\%$

Si abbia un'unità di cogenerazione del tipo indicato nella tabella precedente con il vincolo  $\eta_{globale} \geq 75\%$ , il cui rendimento globale non raggiunga il valore di soglia stabilito. Per dimensionare la macchina virtuale si procede in questa maniera.

Si impongono le condizioni al contorno:

$$\frac{E_{chp} + H_{chp}}{F_{chp}} = \bar{\eta}_{globale}(75\%).$$

Omettendo per semplicità le considerazioni e lo sviluppo analitico dell'equazione precedente si arriva all'espressione:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chpE}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chpE}},$$

dove il termine  $\eta_{non\ chpE}$ , che rappresenta il rendimento elettrico dell'unità, è dato da:

$$\eta_{non\ chpE} = \frac{E}{F}.$$

Svolgendo qualche semplice operazione si ottiene l'energia elettrica della macchina virtuale in regime di cogenerazione:

$$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp}.$$

Una volta definito il valore  $E_{chp}$  si ricavano le altre grandezze che definiscono la macchina virtuale. La parte di energia elettrica/meccanica non cogenerativa prodotta dal sistema che non partecipa al processo di cogenerazione risulta:

$$E_{non\ chp} = E - E_{chp}.$$

La parte di energia immessa nel sistema che non partecipa al processo di cogenerazione risulta:

$$F_{non\ chpE} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chpE}}.$$

La parte di energia immessa nel sistema che non partecipa al processo di cogenerazione risulta:

$$F_{chp} = F - F_{non\ chpE}.$$

Tutte queste operazioni permettono di definire la macchina virtuale e di calcolare il PES.

Per quanto riguarda la seconda tipologia di impianti il procedimento è lo stesso, fatta salva la sostituzione del limite del 75% con il limite dell'80%, tranne nel caso in cui la turbina a vapore disponga sia di una fase a condensazione che ad estrazione. Tale caso non viene considerato qui, perché le macchine che verranno prese in considerazione successivamente non appartengono a quest'ultima tipologia.

### 2.4.3 Calcolo di $C_{eff}$ e dimensionamento dell'unità virtuale nel caso di impianti con apporto di energia da fonti non cogenerative

Il calcolo di  $C_{eff}$  illustrato nel precedente paragrafo ha preso a riferimento impianti dove l'apporto di calore proviene esclusivamente dalla macchina cogenerativa. Analizzando tuttavia la realtà di alcune configurazioni emergono alcuni casi dove un ulteriore apporto di energia è posto a valle del motore primo. Il caso più ricorrente è un impianto di cogenerazione assistito da una caldaia, con funzioni di integrazione o di riserva, che fornisce energia termica ad un area di consumo.

L'apporto di questa energia termica ha come conseguenza che il calore fornito al processo a valle, pur essendo comunque calore utile ( $H$ ), si compone di due fattori: una parte cogenerativa ( $H_{chp}$ ) e una parte non cogenerativa ( $H_{non\ chp}$ ).

Di conseguenza il rendimento globale in tali situazioni diventa:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F - F_{non\ chpH}},$$

dove

$$H_{chp} = H - H_{non\ chp};$$

$$F_{chp} = F - F_{non\ chpH}.$$

Nel caso in cui il valore di  $\eta_{globale}$  risultante sia  $\geq 75\%$  o  $\geq 80\%$  a seconda del tipo di macchina, l'unità è totalmente cogenerativa.

Nel caso in cui il valore di  $\eta_{globale}$  risulti inferiore al valore soglia è necessario ricorrere al dimensionamento della macchina virtuale, dove le espressioni viste in precedenza sono modificate come indicato nella tabella sottostante.

**Tabella 2.2:** Dimensionamento della macchina virtuale.

	$\eta_{globale} < 75\%$	$\eta_{globale} < 80\%^4$
Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E}{F - F_{non\ chp,H}}$	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E + \beta \cdot H_{chp}}{F - F_{non\ chp,H}}$
Rapporto tra Energia prodotta e calore	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp,E}}{(\bar{\eta}_{globale} - \eta_{nonchp,E})}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchp,E} - \beta \cdot \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{nonchp,E}}$
Energia elettrica CHP prodotta	$E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp}$	$E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp}$
Energia elettrica NON CHP prodotta	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica NON CHP	$F_{nonchp,E} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{nonchp,E}}$	$F_{nonchp,E} = \frac{E_{nonchp}}{\eta_{nonchp,E}}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica CHP	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{nonchp,E}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,H} - F_{nonchp,E}$

#### 2.4.4 Primary Energy Saving (PES)

Come detto in precedenza la condizione da porre al rendimento globale a seconda del tipo di macchina è una condizione necessaria, ma non sufficiente per ottenere la qualifica CAR. Per ottenere tale qualifica si deve applicare la formula del PES:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right) \cdot 100\%.$$

Dove:

- $CHP H_{\eta}$  è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rendimento annuo di calore utile ( $H_{chp}$ ) diviso per il combustibile di alimentazione ( $F_{chp}$ ) usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;
- $Ref H_{\eta}$  è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore secondo i parametri indicati nell'allegato V del DM 5 Settembre 2011;

- CHP  $E_{\eta}$  è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta in cogenerazione ( $E_{chp}$ ) e il combustibile di alimentazione ( $F_{chp}$ ) utilizzato per produrre la somma del calore utile e dell'energia elettrica da cogenerazione,
- Ref  $E_{\eta}$  è il rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica secondo i parametri indicati nell'allegato IV del DM 5 Settembre 2011. Il valore di riferimento deve essere corretto in funzione della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia auto consumata ed immessa in rete secondo le direttive indicate negli allegati VI e VII DM 5 Settembre 2011.

Il PES deve soddisfare le seguenti condizioni:

Taglia Unità	PES
>1 MWe	$\geq 10\%$
Unità di piccola cogenerazione (>50 kWe ≤1MWe)	> 0
Unità di micro cogenerazione (≤ 50 kWe)	> 0

A titolo di chiarimento si precisa che:

- Nel caso che in una stessa unità di cogenerazione siano presenti modalità diverse di utilizzo del calore (es. vapore e gas diretti) il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore (Ref  $H_{\eta}$ ), da inserire nella formula del PES è dato dalla media ponderale dei valori di riferimento di cui all'allegato V dove il peso è dato dalla quantità di calore utile cogenerato per ognuna delle differenti modalità di utilizzo del calore.
- Ai fini del calcolo degli incentivi, il rapporto tra energia elettrica auto consumata ed immessa in rete si riferisce alla sola energia prodotta in regime di CAR (e non a tutta l'energia prodotta a differenza di quanto avviene per il PES).

#### 2.4.4.1 Allegati DM 5 settembre 2011

Come detto in precedenza negli allegati presenti nel DM 5 Settembre 2011 sono riportati i valori di alcuni parametri che servono per determinare l'indice PES. Di seguito si riportano le tabelle contenenti i valori di tali parametri.

Nell'allegato IV sono presenti i valori di rendimento per la produzione separata di energia elettrica. Tali valori, espressi in per cento, sono basati sul potere calorifico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15° C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60%).

**Tabella 2.3: Rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.**

Anno di costruzione:	1996 e antecedenti	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011	
Solido	Tipo di combustibile:											
	Carbone fossile/coke	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8
	Torba/mattonelle di torba	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0
	Combustibili a base di legno	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0
	Biomasse di origine agricola	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Scoisti bituminosi	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biocarburanti	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Rifiuti biodegradabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Rifiuti non rinnovabili	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
Gassoso	Gas naturale	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gas di raffineria/idrogeno	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biogas	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

Nell'allegato V sono presenti i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore. Tali valori, espressi in per cento, sono basati sul potere calorifico inferiore e sulle condizioni ISO standard (temperatura ambientale di 15° C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60%).

**Tabella 2.4:** Rendimenti di riferimento per la produzione separata di calore.

	Tipo di combustibile:	Vapore /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)	
Solido	Carbone fossile/coke	88	80	
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78	
	Torba/mattonelle di torba	86	78	
	Combustibili a base di legno	86	78	
	Biomasse di origine agricola	80	72	
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80	72	
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	80	72	
	Scisti bituminosi	86	78	
	Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89	81
		Biocarburanti	89	81
Rifiuti biodegradabili		80	72	
Rifiuti non rinnovabili		80	72	
Gassoso		Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81	
	Biogas	70	62	
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72	

(1) Devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250° C.

Nell'allegato VI sono presenti i fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie per l'applicazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

**Tabella B.4:** Fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie dei valori di rendimento di riferimento.

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	+0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

I valori di rendimento di riferimento presenti nell'Allegato IV devono essere corretti in funzione della temperatura media annuale della zona climatica in cui è installata l'unità di cogenerazione.

Se, per esempio, l'unità di cogenerazione ha un valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica pari a 52,5% ed essa è installata in Veneto, bisogna aggiungere al 52,5% la quantità 0,369. Se, invece, l'unità di cogenerazione è installata in Sicilia, bisogna diminuire 52,5% della quantità 0,104.

Nell'allegato VII sono presenti i fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete.

**Tabella 2.4:** Fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete.

Tensione di collegamento alla rete elettrica	Per l'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Se, per esempio, un'unità di cogenerazione ha come valore di rendimento di riferimento pari a 51,1% (temperatura ambiente annuale è di 15°C di conseguenza non è necessaria alcuna correzione climatica) e l'energia elettrica che essa produce per l'85% viene auto consumata, mentre per il 15% viene ceduta alla rete pubblica, il valore di rendimento di riferimento, tenuto conto delle perdite sulla rete, risulta:

$$Ref E_{\eta} = 51,1\% \cdot (0,860 \cdot 0,85 + 0,925 \cdot 0,15) = 44,4\%.$$

#### 2.4.5 Calcolo dell'incentivo per gli impianti che abbiano ottenuto il riconoscimento CAR

La regolamentazione per la cessione dell'incentivo è puntualmente presente nel D.M. 5 Settembre 2011. L'incentivo è parametrato sulla base del risparmio di energia tra un'unità di cogenerazione ad alto rendimento ed un'unità tradizionale con la produzione separata di energia elettrica e calore ed è dato dalla formula:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{e\ rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t\ rif}} - F_{chp}.$$

Dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione;
- $E_{chp}$  è l'energia elettrica, espressa in MWh, prodotta dall'unità di cogenerazione;
- $H_{chp}$  è l'energia termica utile, espressa in MWh, prodotta dall'unità di cogenerazione;
- $\eta_{e\ rif}$  è il riferimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46. Tale valore deve essere corretto per le perdite di rete evitate con gli stessi coefficienti e la medesima procedura adottata per il calcolo del PES. La percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto è quella riferita alla produzione totale in regime CAR.
- $\eta_{t\ rif}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico; 0,90 nel caso di produzione di vapore/acqua calda;
- $F_{chp}$  è l'energia, espressa in MWh, del combustibile utilizzato dall'unità di cogenerazione.

L'entità del risparmio conseguito dall'unità di cogenerazione è convertito in Certificati Bianchi (C.B.) con la formula:

$$C.B. = RISP * 0,086 * K.$$

Dove:

- C.B. è il numero di Certificati Bianchi. Il valore del C.B. è quello fissato dall'AEEG per le imprese distributrici, vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità (art.9 comma 2 del D.M. 5/9/2011) e costante per tutta la durata del periodo di incentivazione;
- K è il coefficiente di armonizzazione posto pari a:
  - K=1,4 per le quote di potenza fino a 1 MWe;
  - K=1,3 per le quote di potenza superiore ad 1 MWe e fino a 10 MWe;
  - K=1,2 per le quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe;
  - K=1,1 per le quote di potenza superiore ad 80 MWe e fino a 100 MWe;
  - K=1 per le quote di potenza superiore ad 100 MWe.

## 2.5 Europa e pacchetto 20-20-20

La Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni “Due volte 20 per il 2020 [1]: L’opportunità del cambiamento climatico per l’Europa” si conclude con un pensiero rivolto al futuro: *l’Europa del 2050 sarà molto differente da quella di oggi, e questa differenza si evidenzierà più che altrove nel modo in cui faremo fronte alle nostre esigenze energetiche e nel rispetto che avremo per il mondo intorno a noi.*

Nel mondo scientifico si è ormai d’accordo sull’affermare che vi sono dei cambiamenti climatici legati all’attività dell’uomo. Circa l’80% del fabbisogno globale di energia è soddisfatto da fonti primarie di origine fossile e tale dipendenza è la principale causa delle emissioni di anidride carbonica che stanno alterando il clima del nostro pianeta in modo pericolosamente rapido.

Il IV rapporto “Climate Change 2007” si è concluso affermando che continuare ad emettere gas serra ad un tasso uguale o superiore a quello attuale causerebbe un ulteriore riscaldamento e provocherebbe molti cambiamenti nel sistema climatico globale del XXI secolo. L’IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha stimato che l’attività umana incide per il 90% sull’innalzamento della concentrazione di gas serra in atmosfera e che per mantenere l’aumento del riscaldamento entro il limite dei 2° C, oltre i quali si rischia un collasso degli ecosistemi, vanno attuate riduzioni delle emissioni di gas serra dell’ordine del 60-80% entro il secolo.

Si capisce, quindi, che solo attraverso l’adozione di adeguate soluzioni tecniche supportate da adeguate decisioni politiche nel panorama energetico globale, si potrà assicurare uno sviluppo sostenibile. Ciò non significa rinunciare al benessere e allo sviluppo culturale e tecnologico, ma garantirli senza minacciare in modo irreversibile le risorse del pianeta.

In ambito internazionale la preoccupazione per i cambiamenti climatici è presente già da diverso tempo. Nel 1992 a Rio de Janeiro ci fu la *United Conference on Environment and Development* (UNFCCC), nota come “*Earth Summit*”, dove i Paesi partecipanti sottoscrissero un piano di azione per la realizzazione dello sviluppo sostenibile proiettato nel XXI secolo, chiamato “*Agenda 21*”. In questo piano di azione erano contenute delle indicazioni di natura programmatica che, oltre a trattare i grandi problemi ambientali, cercavano di formulare delle raccomandazioni per coniugare i cosiddetti “tre pilastri dello sviluppo”: economia, ambiente e società. L’ultimo atto della linea programmatica stabilita dall’UNFCCC è stato il Summit delle Nazioni Unite sul cambiamento climatico, tenutosi a Doha (dicembre 2012), conclusosi con un prolungamento degli impegni di Kyoto fino al 2020, e l’impegno a redigere, entro il 2015, un nuovo accordo globale che, a partire dal 2020, determini un impegno comune a tutti gli Stati per risolvere cause e conseguenze del cambiamento climatico. Sostanzialmente in quest’ultimo vertice i governi si sono impegnati a cercare un accordo più ampio del *Protocollo di Kyoto* sottoscritto nel 1997, primo vero atto della nuova strategia internazionale.

Il rinnovato interesse per le politiche di efficienza energetica degli ultimi anni è un fenomeno globale. Da un lato la Cina si è posta l'obiettivo di ridurre l'intensità energetica, dall'altro gli Stati Uniti hanno adottato nuovi standard di efficienza volti ad ottimizzare il consumo di carburanti nei veicoli. Il Giappone mira a ridurre del 10% i suoi consumi elettrici entro il 2030 e i paesi produttori di petrolio del Medio Oriente, storicamente poco interessati al risparmio energetico, hanno iniziato a introdurre misure di efficienza negli impianti di condizionamento per porre freno ad una domanda di energia crescente a tassi insostenibili per l'offerta.

Anche l'Unione Europea si è impegnata per quanto riguarda la sostenibilità ambientale e l'efficienza energetica e ha deciso di assumere un ruolo di leadership a livello mondiale nella riduzione di gas serra. Nel 2007 nasce la strategia 20-20-20, che deve le sue fondamenta al *Libro Verde, Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*, del 2006. Tale strategia ha lo scopo di delineare un cammino comune sulle rinnovabili, l'efficienza energetica e le emissioni di gas serra. Nel 2008 l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), che riprende quanto detto nel 2007 e mette in chiaro gli obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- riduzione di almeno il 20% entro il 2020 delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare dei risultati, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% entro il 2050;
- riduzione del 20% del consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica;
- raggiungimento della quota di produzione da energie rinnovabili del 20% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.

Al 2012 si sono registrati i seguenti miglioramenti:

- le emissioni di gas serra sono scese del 18% rispetto alle emissioni del 1990 e si prevede un'ulteriore riduzione fino al 24% nel 2020 e 32% nel 2030 sempre rispetto al 1990;
- la quota di energie rinnovabili è aumentata al 13% come quota di energia finale consumata e si prevede un ulteriore aumento al 21% entro il 2020 e del 24% entro il 2030. Per quanto riguarda le energie rinnovabili, l'UE ha installato circa il 44% dell'elettricità rinnovabile del mondo (esclusa l'idroelettrica);
- l'intensità energetica dell'economia europea è diminuita del 24% tra il 1995 e il 2011, col miglioramento da parte della sola industria era di circa il 30%;
- l'intensità di carbonio dell'economia dell'UE è diminuita del 28% tra il 1995 e il 2010.

Nonostante questo rinnovato interesse le nuove politiche sono ancora lontane dall'attuare il pieno utilizzo del potenziale economico dell'efficienza energetica globale: nello scenario centrale del *World Energy Outlook*, che tiene in conto tutte le politiche in discussione a

metà 2012, i due terzi di tale potenziale economico rimangono ancora inutilizzati. Il settore residenziale e terziario e l'industria sono le aree dove il potenziale rimanente è il più grande: quattro quinti del potenziale per il primo restano non sfruttati e più della metà nell'industria.

Un'azione di successo nello sfruttamento del potenziale dell'efficienza energetica avrebbe importanti implicazioni sui trend energetici e climatici mondiali. Per esempio, la domanda petrolifera mondiale al 2035 si stima che sarebbe inferiore di circa 13 milioni di barili al giorno a quella prevista nello scenario centrale, un decremento equivalente all'attuale produzione combinata di Russia e Norvegia, con conseguente riduzione della necessità di nuovi giacimenti e prezzi dell'energia meno elevati.

Una strategia che miri al rinnovamento degli edifici, degli elettrodomestici e del parco automobilistico porterebbe una crescita del Prodotto Interno Lordo (PIL) europeo dell'1,1% al 2035, oltre a un aumento dell'occupazione.

Per l'Europa e soprattutto per l'Italia sarà fondamentale continuare a ricercare una sempre maggiore efficienza energetica, visti i costi attuali del sistema di approvvigionamento energetico. Nel 2012 il valore delle importazioni di combustibili fossili in Europa è stato equivalente al 3,2% del PIL ed oltre il 10% della spesa delle famiglie è stata indirizzata a spese energetiche per trasporto e abitazione. Nello stesso anno l'Italia ha speso 57,9 miliardi di euro in importazioni di petrolio e gas, un aumento di 2,2 miliardi di euro rispetto al 2011. In mancanza di grandi quantità di risorse energetiche nazionali, l'efficienza energetica è una priorità assoluta per contenere le crescenti importazioni e aumentare la competitività.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia ha individuato sei ambiti in cui è necessario intervenire:

- rendere l'efficienza energetica tangibile, rafforzando la quantificazione e la trasparenza dei benefici economici ad essa correlati;
- integrare l'efficienza energetica in modo sistematico nei processi decisionali di governo, industria e società;
- introdurre partnership pubblico-privato che facilitino l'accesso all'efficienza energetica, creando e supportando modelli di business, strumenti di finanziamento ed incentivi, al fine di assicurare agli investitori un adeguato ritorno economico;
- sviluppare un sistema di regole teso a scoraggiare gli approcci e le forme di incentivazione meno efficienti a vantaggio di quelli più efficienti;
- introdurre sistemi di monitoraggio e verifica;
- queste azioni dovrebbero essere supportate da maggiori investimenti nella capacità di governance e di gestione dell'efficienza energetica a tutti i livelli.

## 2.6 Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica

La Direttiva Europea 2012/27/UE, che modifica la 2009/125/UE e abroga le 2004/8/CE e 2006/32/CE (salvo alcuni articoli e allegati di quest'ultima), delinea un quadro normativo finalizzato a "rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e nell'uso dell'energia e prevede la fissazione di obiettivi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica", coerentemente con l'obiettivo al 2020 di una riduzione dei consumi energetici del 20% grazie all'efficienza energetica, al quale corrisponde un consumo complessivo dell'Unione pari a 1483 Mtep di energia primaria al 2020.

La Direttiva è stata recepita dagli Stati membri entro il 5 giugno 2014 e rappresenta un passo avanti nella concreta riduzione dei consumi energetici europei. Un ruolo esemplare nella diffusione dell'efficienza energetica è attribuito alle Pubbliche Amministrazioni, centrali e locali, nonché le imprese, il settore residenziale, i professionisti e i fornitori di servizi energetici.

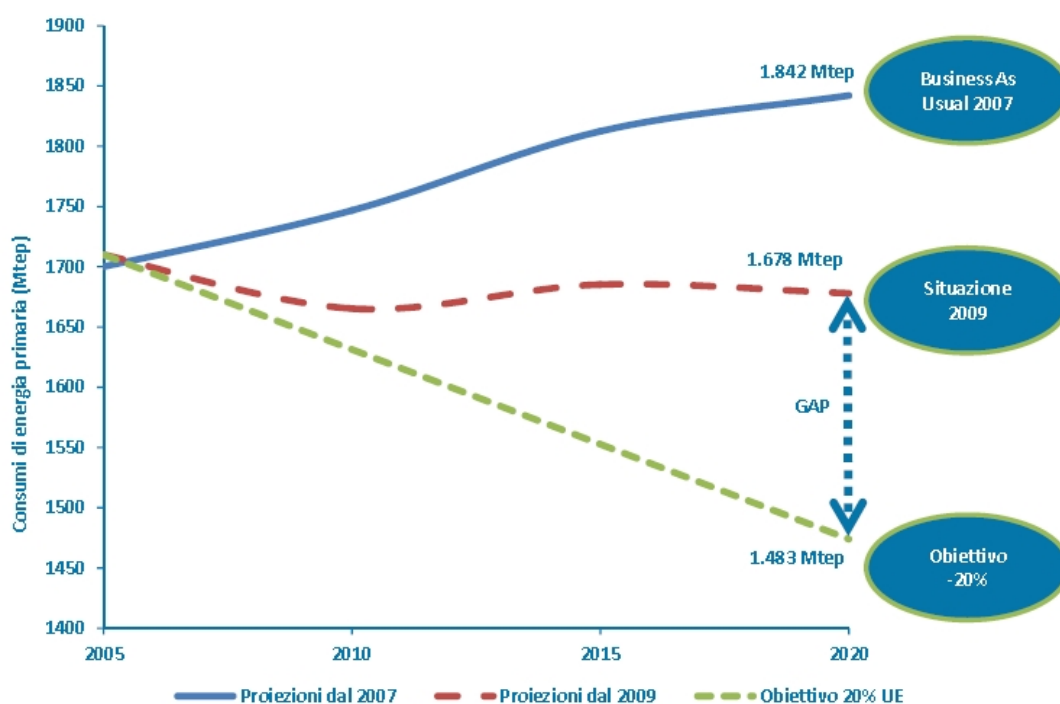


Figura 2.3: Obiettivo Direttiva 2012/27/UE per i consumi energetici (Fonte: Enea).

La direttiva prevede un forte impegno nazionale in termini di pianificazione strategica e costante monitoraggio dei progressi conseguiti. I Piani di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE), redatti ogni tre anni, dovranno contenere una descrizione dettagliata dei progressi effettuati verso gli obiettivi nazionali di efficienza energetica, lo sviluppo nell'uso dell'energia, nonché un rapporto dettagliato sulle politiche nazionali di efficienza

energetica e stima dei relativi impatti. È previsto inoltre l'invio alla Commissione Europea di rapporti annuali sui progressi conseguiti, corredati da dati statistici, indicatori energetici nonché elementi sulle azioni politiche in atto più rilevanti.

La Direttiva pone particolare enfasi sul ruolo degli audit energetici e i sistemi di gestione dell'energia, prevedendo per le grandi imprese di essere sottoposte ad audit e incoraggiando le piccole e medie imprese e le famiglie a fare altrettanto. Gli Stati membri sono invitati ad elaborare programmi specifici volti sia ad attuare le raccomandazioni che derivano dagli audit, sia a sensibilizzare i cittadini sui relativi benefici. La Direttiva prevede anche che i clienti finali siano dotati di *"contatori individuali che riflettano con precisione il loro consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso"* e, conseguentemente, che *"le informazioni sulla fatturazione siano precise e fondate sul consumo reale"*, potendo *"accedere in modo appropriato e gratuitamente ai dati relativi ai loro consumi"*. A supporto di tale obbligo, la Direttiva prevede l'adozione di misure, ad esempio incentivi fiscali o l'accesso a finanziamenti, contributi o sovvenzioni, volte a *"promuovere e facilitare un uso efficiente dell'energia da parte dei piccoli clienti di energia, comprese le utenze domestiche. Dette misure possono rientrare in una strategia nazionale"*.

Per quanto riguarda l'efficienza nella trasformazione e distribuzione dell'energia, la Direttiva focalizza l'attenzione su cogenerazione ad alto rendimento, teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, con l'obbligo per gli Stati membri di una valutazione approfondita del potenziale di applicazione di tali tecnologie entro il 31 dicembre 2015.

Nell'ambito della cogenerazione la Direttiva richiede agli Stati membri di effettuare al più presto una valutazione globale del potenziale della cogenerazione ad alto rendimento per fornire agli investitori informazioni relative ai piani nazionali di sviluppo e contribuire a creare un contesto stabile e favorevole agli investimenti. Sempre secondo la Direttiva i nuovi impianti di produzione di energia elettrica e quelli che sono stati ammodernati devono essere dotati di unità di cogenerazione ad alto rendimento per recuperare il calore di scarto derivante dalla produzione di energia elettrica, che potrebbe essere trasportato dove necessario mediante le reti di riscaldamento. Un altro punto fondamentale è quello di promuovere gli impianti di cogenerazione con una potenza termica nominale totale inferiore a 20 MW.

Agli Stati membri viene anche richiesto di stabilire delle norme in materia di assunzione e ripartizione dei costi per le connessioni alla rete e il potenziamento della rete e per gli adeguamenti tecnici necessari per integrare i nuovi produttori di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento:

- è opportuno che i produttori di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento siano autorizzati a indire una gara d'appalto per i lavori di connessione;
- è opportuno facilitare l'accesso alla rete dell'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento, soprattutto per le unità di piccola cogenerazione o di microcogenerazione;

- bisogna imporre alle imprese che operano nei settori dell'energia elettrica e del gas obblighi di servizio pubblico, anche con riguardo all'efficienza energetica.

Sempre nella Direttiva, nell'articolo 14, viene imposto agli Stati membri di effettuare e notificare entro il 31 dicembre 2015 alla Commissione una valutazione globale del potenziale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento. Qualora la valutazione e l'analisi individuino un potenziale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento efficiente i cui vantaggi superino i costi, gli Stati membri dovranno adottare misure adeguate affinché infrastrutture efficienti di teleriscaldamento e raffreddamento siano sviluppate e/o adattate allo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento e all'uso di riscaldamento e raffreddamento da calore di scarto e da fonti di energia rinnovabile.

Inoltre nell'Articolo 14 si dà la possibilità agli Stati membri di chiedere ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione di incoraggiare, riducendo i costi di connessione e di uso del sistema, la scelta di ubicare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento in prossimità delle zone della domanda e di consentire ai produttori di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento che desiderano connettersi alla rete di indire una gara d'appalto per i lavori di connessione.

Secondo le prime valutazioni, la completa attuazione della Direttiva permetterà un risparmio annuale di 20 miliardi di euro: i 24 miliardi di euro stimati come costo annuale di investimento necessario per l'adozione delle misure saranno più che compensati dai risparmi derivanti da minori costi per gli investimenti nella produzione e distribuzione di energia (6 miliardi l'anno) e per acquisti di combustibile (38 miliardi l'anno). A tali benefici si aggiunge anche l'aumento indotto del prodotto interno lordo dell'Unione Europea, stimato in 34 miliardi di euro nel 2020, cui si associa la creazione di 400.000 nuovi posti di lavoro.

A livello nazionale si stima un giro di affari potenziale associato alla diffusione dei Sistemi di Gestione dell'Energia nelle grandi imprese italiane nell'ordine dei 50-100 milioni di euro l'anno per servizi di consulenza a supporto della certificazione, sebbene il perdurare della crisi finanziaria potrebbe influenzare la disponibilità degli onerosi investimenti necessari per la corretta attuazione della Direttiva, con il rischio che gli Stati membri possano accumulare ritardi nell'effettiva realizzazione delle misure.

## **2.7 Politiche europee al 2030 e al 2050**

La Commissione Europea con la pubblicazione il 27 marzo 2013 del Libro Verde *“Un quadro per le politiche dell'Energia e del Clima all'orizzonte del 2030”*, ha avviato il dibattito per la revisione della strategia 20-20-20 e per rimodularne la portata al 2030. La Commissione

europea il 22 gennaio 2014 ha fissato dei nuovi obiettivi vincolanti per le emissioni di gas serra e per la quota delle rinnovabili e ha stabilito una serie di priorità al 2030:

- riduzione dei gas ad effetto serra fissata al 40% rispetto al 1990, con obiettivi vincolanti nazionali distribuiti con gli stessi criteri delle politiche già adottate;
- raggiungimento della quota di produzione da energie rinnovabili del 27% dei consumi finali lordi di energia, con previsioni di produzione elettrica da rinnovabili al 45% (tale obiettivo sarà vincolante a livello europeo, senza obiettivi nazionali).

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, non viene fissato alcun target vincolante, ma si indicano comunque come drivers per l'aumento dell'efficienza energetica le Direttive emesse per i singoli settori: macchinari, veicoli, edifici, ecc.

La Commissione, inoltre, prevede:

- una riforma del sistema ETS, proponendo l'adozione di una *market stability reserve* per equilibrare gli scompensi del terzo periodo in scadenza al 2020, causati dal trattenimento delle quote in surplus. Viene comunque confermata l'importanza centrale del meccanismo per la riduzione dei gas ad effetto serra;
- il completamento del mercato interno di gas ed elettricità, processo iniziato alla fine degli anni '90;
- un prezzo per l'energia che sia competitivo per tutti i consumatori e che non danneggi la competitività dell'Europa rispetto agli altri Paesi;
- la promozione della diversificazione delle fonti, l'aumento dell'efficienza energetica e l'incremento della quota delle rinnovabili per diminuire la dipendenza dell'Europa.

Se si guarda ad un orizzonte temporale ancora più lungo, la Commissione Europea, ha stilato obiettivi ancora più pretenziosi, ma non per questo non raggiungibili. Nel documento "Roadmap per una economia competitiva e low-carbon al 2050" si propone un cammino per trasformare l'economia dell'UE in maniera efficiente e competitiva, visto la necessità di contrastare il cambiamento climatico e limitarlo ad un aumento della temperatura globale di 2° C. L'Unione Europea si propone ad essere leader mondiale nella green economy, impegnandosi a raggiungere i seguenti obiettivi:

- ridurre le emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990;
- aumentare l'efficienza energetica;
- investire per produrre energia più pulita.

Nel documento "Energy Roadmap al 2050" si considerano gli obiettivi della *low-carbon roadmap* e si afferma le priorità imposte al 2050, che sono fondamentalmente le stesse annunciate nella comunicazione della Commissione del 2014, ovvero l'efficienza energetica, l'integrazione dei mercati, la sicurezza dell'approvvigionamento, lo sviluppo delle infrastrutture e gli investimenti in tecnologie a bassa emissione di carbonio.

Per quanto riguarda i trasporti, nel Libro bianco del 2011 “Roadmap to a single European Transport Area”, si stabilisce la messa al bando di veicoli convenzionali dalle città, il potenziamento delle ferrovie e l’aumento dei loro utenti e la riduzione delle emissioni del settore del 60% al 2050.

## CAPITOLO 3

### Tecnologie per la microcogenerazione

#### 3.1 Motori a combustione interna

##### 3.1.1 Motori a combustione interna

L'impiego di motori alternativi a combustione interna (MCI) per applicazioni stazionarie di produzione di energia elettrica e termica riguarda una fascia di potenze molto ampia. Negli ultimi dieci anni sono stati proposti sul mercato alcuni modelli di motori a combustione interna di piccolissima taglia adatti alla cogenerazione domestica (1-5 kW<sub>e</sub>). Il loro sviluppo è legato all'attuale liberalizzazione dei mercati elettrici ed è reso possibile dalla disponibilità di sistemi elettronici di controllo a costi relativamente bassi. Il vantaggio dei MCI, anche di piccola taglia, è la versatilità di utilizzo, ossia la capacità di seguire repentinamente variazioni di carico, mantenendo rendimenti soddisfacenti anche ai carichi parziali: la gestione automatica del sistema coniuga perfettamente tale caratteristica con le richieste energetiche dell'utenza, che presenta per sua natura una forte variabilità dei carichi. I piccoli motori, pur presentando prestazioni elettriche limitate (rendimenti dell'ordine del 25% a fronte di rendimenti di macchine più grandi che stanno attorno al 45%), possono diventare economicamente competitivi in applicazioni cogenerative se integrate in modo innovativo con recupero termico. L'utilizzo dei MCI nella cogenerazione risale alla seconda metà del XX secolo solamente in campo industriale. Solo di recente sono stati introdotti in campo civile.

In un'abitazione è richiesta la generazione di acqua calda a 70-80 °C per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria e il MCI è adatto a questo, impiegandolo in modo

cogenerativo: i gas di scarico sono ad elevata temperatura (400-550 °C) e vi è l'esigenza di smaltire il calore del circuito di raffreddamento.

Altri vantaggi che presentano i MCI sono l'elevata affidabilità, già dimostrata sulle taglie più grandi e i prezzi, che stanno diventando favorevoli grazie alle economie di scala derivanti dalla loro produzione in serie, sfruttando tecnologie produttive ampiamente note dal settore automobilistico.

Elementi da considerare in generale con attenzione risultano invece i costi di manutenzione, i livelli di emissioni e la vita utile del motore, che nel caso della cogenerazione deve essere ben superiore a quella dei motori automobilistici (almeno 40-60000 ore di funzionamento contro le 4-5000 tipiche dell'uso automobilistico).

Un buon motore a combustione interna per uso domestico dovrebbe avere un rendimento elettrico maggiore o uguale al 20% e un rendimento di primo principio maggiore o uguale all'85%, quando la temperatura di mandata dell'acqua calda recuperata è di 80 °C. Il recupero termico viene effettuato dal raffreddamento del generatore elettrico, dall'olio motore, dalla camicia del cilindro e dai fumi. Il sistema deve consentire la regolazione in potenza variando il suo regime di rotazione. La logica di funzionamento del sistema è quella di seguire i carichi termici, ma data la piccola taglia e il rapporto tra energia elettrica e calore generati di questi motori, non è sempre in grado di coprire interamente la domanda termica di una tipica utenza domestica, mentre produce buona parte dell'energia elettrica richiesta.

Per coprire le punte di richiesta termica si può pensare all'uso di una caldaia integrativa; il suo intervento dovrebbe essere limitato ad alcune decine di ore all'anno, per cui a livello energetico il consumo della caldaia ha un peso relativamente modesto.

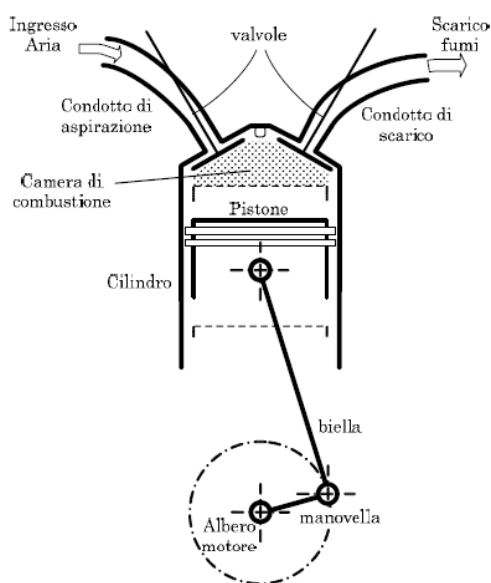
La strategia di funzionamento che massimizza il risparmio è decisa da un sistema elettronico di controllo che funziona mediante un algoritmo con una logica di auto-apprendimento, per cui un microprocessore elabora le informazioni istantanee riguardanti i carichi richiesti, i dati climatici esterni e le tariffe elettriche e li integra con i dati storici di funzionamento. È inoltre possibile sfruttare la capacità di accumulo termico intrinseca dell'edificio per spostare le ore di funzionamento dei motori in determinati periodi (per esempio quando le tariffe elettriche sono più alte).

Per alcuni MCI, come il motore della Senertec, è prevista la possibilità di gestire con la medesima centralina di controllo fino a 7 unità di cogenerazione, per servire un'utenza multifamiliare o del terziario.

Qualora i volumi di produzione dovessero crescere fino a livelli di produzione di larga serie, stime attendibili prevedono per questo tipo di tecnologia valori del costo specifico tendenti a 1000 €/kW<sub>e</sub>.

### 3.1.2 Descrizione della macchina e componenti fondamentali

Dal punto di vista architettonico i MCI sono caratterizzati da un manovellismo di spinta costituito dall'insieme di pistone, biella e manovella: il pistone è alloggiato nel cilindro entro il quale, tra la testa del pistone e la testata del motore, si realizza la combustione di tipo non stazionario. Si hanno due condotti, uno di aspirazione dove viene immessa l'aria per la combustione e uno di scarico da dove vengono espulsi i gas esausti. A seconda della tipologia del motore, il combustibile può essere immesso direttamente in camera di combustione o già nel condotto di aspirazione. Nella camera di combustione avviene la combustione della miscela, che genera una spinta meccanica sulla testa del pistone e lo mette in movimento lungo l'asse del cilindro; il pistone si muove di movimento alterativo per effetto di combustioni intermittenti e trasmette energia meccanica all'albero motore attraverso il manovellismo di spinta. Nelle applicazioni stazionarie vi è un alternatore connesso all'albero, che trasforma l'energia meccanica (moto di rotazione dell'albero) in energia elettrica a corrente alternata. Più la potenza è elevata, più cilindri ci sono: nell'impiego stazionario sono frequenti motori a 12, 16, 20 cilindri.



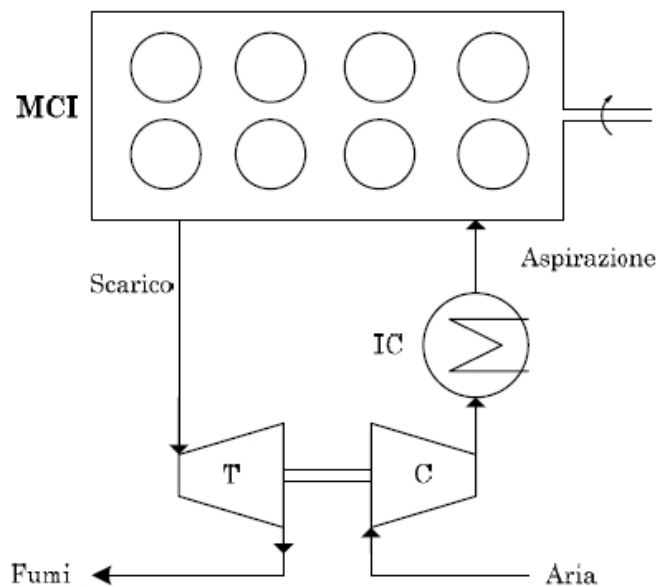
**Figura 3.1:** Meccanismo dei motori a combustione interna (Fonte: Enea).

A seconda di quante corse compie il pistone ad ogni ciclo i MCI possono essere suddivisi in motori a due tempi (2T) e motori a quattro tempi (4T). I MCI utilizzati nella cogenerazione sono quasi tutti a 4T.

I MCI si possono classificare anche in base al ciclo termodinamico che li contraddistingue. Essi possono essere a ciclo Otto o ad accensione comandata, in quanto necessitano di un sistema che inneschi la combustione ad ogni ciclo, oppure a ciclo Diesel o ad accensione spontanea, in quanto la combustione si innesca spontaneamente ad ogni ciclo quando il

combustibile viene iniettato in seno al comburente che si trova in condizioni di temperatura e pressione tali da permettere l'autoaccensione del combustibile iniettato.

Nell'ambito stazionario, per taglie superiori ai 200 kW, per incrementare il rendimento è frequentemente adottata la tecnica della sovralimentazione con turbocompressore: in tal caso i gas di scarico vengono convogliati in una turbina che trascina un compressore, recuperando in gran parte il contenuto entalpico ancora contenuto nei gas di scarico. Il compressore, posizionato sul condotto di aspirazione del motore, comprime l'aria all'ingresso del motore elevandone la densità. In questo modo aumenta la massa d'aria introdotta per ciclo e quindi la potenza utile. Solitamente si usa inserire uno scambiatore intercooler tra il compressore e il motore.



**Figura 3.2:** Sovralimentazione con turbocompressore (Fonte: Enea).

### 3.1.3 Potenziali margini di miglioramento

Anche se la tecnologia dei MCI è già matura da tempo, negli ultimi anni c'è stato un notevole sviluppo tecnologico che ha portato a migliorarne le prestazioni su due fronti principali:

1. dal punto di vista delle sostanze inquinanti;
2. in termini di potenze specifiche e rendimenti conseguiti.

L'innovazione per i MCI si può considerare tutt'altro che ferma, stimolata anche dai requisiti ambientali sempre più stringenti. In questi ultimi anni, quindi, si è assistito ad un

miglioramento ulteriore delle emissioni dei motori per cogenerazione e ad una diminuzione dei costi specifici, dato il costante trend che ha visto aumentare le potenze per unità di cilindrata (massiccia adozione della sovralimentazione anche per ragioni ambientali).

Per avere un rendimento elettrico maggiore nei motori a combustione interna si è pensato all'adozione di motori a carica magra, che raggiungono elevati rapporti di compressione (alti rendimenti). Sono motori intermedi tra gli attuali motori a ciclo Otto e i Diesel, con presenza contemporanea di candela di accensione e di iniezione diretta di combustibile in camera di combustione. Si tratta di motori "a carica stratificata" con iniezione diretta di combustibile: il pistone comprime aria oppure una miscela molto magra, in modo da consentire alti rapporti di compressione senza rischio di detonazione, mentre l'iniezione diretta in camera di combustione arricchisce la miscela nelle vicinanze della candela fino a valori all'incirca stechiometrici. Ciò consente di avere, nell'intorno degli elettrodi, le condizioni favorevoli all'avvio della combustione e alla propagazione del fronte di fiamma, che poi si sostiene regolarmente anche nelle regioni "più magre". I MCI di questo tipo dovrebbero raggiungere rendimenti elettrici del 40% anche se di piccola taglia (poche centinaia di kW<sub>e</sub>). In termini di sostanze inquinanti rimane da risolvere il problema delle emissioni di NO<sub>x</sub>, la cui formazione è favorita dagli elevati eccessi d'aria durante la combustione, oltre che dalle alte temperature. La riduzione degli ossidi di azoto nel catalizzatore, viceversa, è ostacolata per questi motori dall'elevato tenore di ossigeno nei gas di scarico. La soluzione più promettente sembra quella di adottare dei convertitori de-NO<sub>x</sub> ad accumulo e riduzione. Durante il funzionamento normale del motore, gli NO<sub>x</sub> vengono accumulati e trattenuti a opera di agenti fissanti costituiti principalmente da ossidi di metalli alcalini (come ossidi di bario), in grado di formare dei nitrati. Per alcuni brevi istanti (per esempio 1 secondo ogni 30 secondi) il sistema di controllo dell'alimentazione porta il motore a funzionare in condizioni di miscela ricca; si ha quindi il rilascio di NO<sub>x</sub> che vengono ridotti ad N<sub>2</sub> dal catalizzatore, grazie all'ambiente riducente [Cherif et al., 2000]. L'efficienza di conversione risulta tale da garantire il rispetto dei più severi limiti di legge.

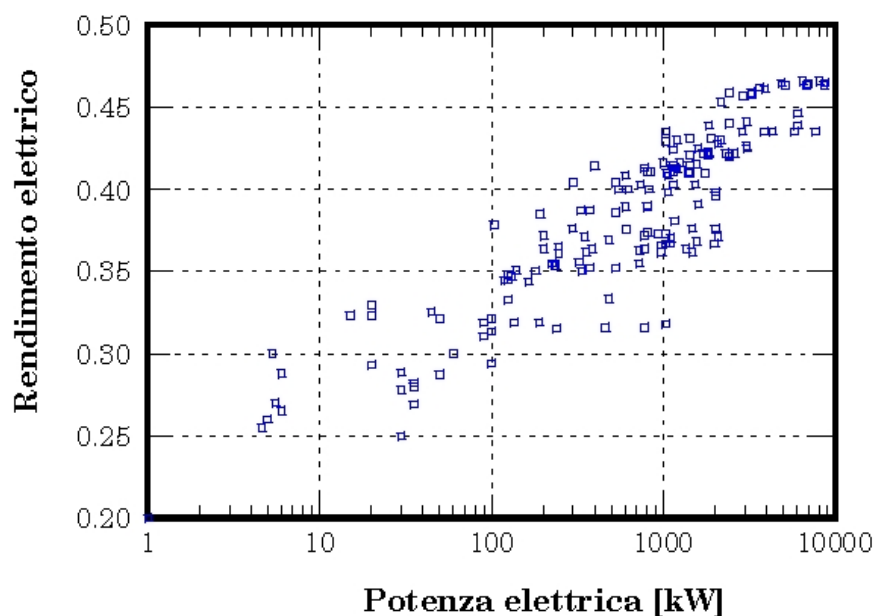
Un altro campo su cui da anni si stanno concentrando le ricerche e le sperimentazioni su MCI riguarda la riduzione delle perdite termiche attraverso le pareti e i circuiti di raffreddamento e quindi la progressiva "adiabatizzazione". L'obiettivo è chiaramente quello di migliorare il rendimento e aumentare la potenza prodotta a parità di altri parametri del ciclo termodinamico. Per raggiungere tale obiettivo si adottano due strategie:

1. impiego di materiali con buone proprietà isolanti e resistenza meccanica alle alte temperature (per esempio l'impiego di materiali ceramici come rivestimento di alcune parti della camera di combustione);
2. cercare di raggiungere temperature più alte nei circuiti di raffreddamento del motore.

Quest'ultima soluzione appare la più promettente in quanto relativamente facile da utilizzare; nel campo della cogenerazione, inoltre, rappresenta un vantaggio per le alte temperature a cui sarebbe possibile fornire calore all'utenza, senza dover rinunciare al calore recuperato dall'acqua di raffreddamento del motore.

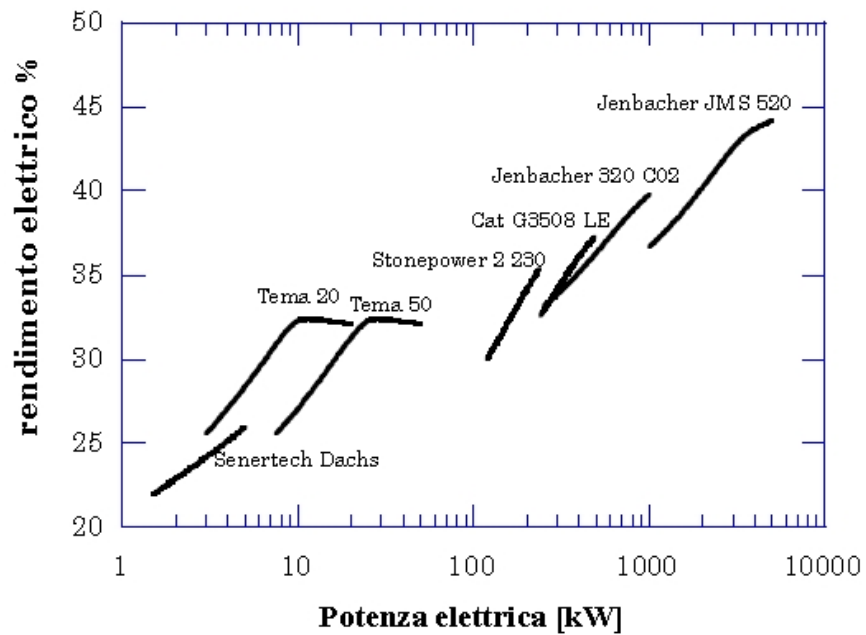
### 3.1.4 Modelli sul mercato e principali costruttori

Il rendimento dei MCI varia a seconda della loro taglia, si passa a valori attorno al 25% per i motori di potenza inferiore ai 50 kW<sub>e</sub>, impiegati solo in assetto cogenerativo, a valori attorno al 40-42% per taglie intorno ai 1000 kW<sub>e</sub>. il rendimento può essere anche più elevato, oltre il 45% per taglie che vanno da 1 a 10 MW. In figura viene mostrato il rendimento in funzione della taglia per numerosi motori esistenti in commercio per applicazioni cogenerative.



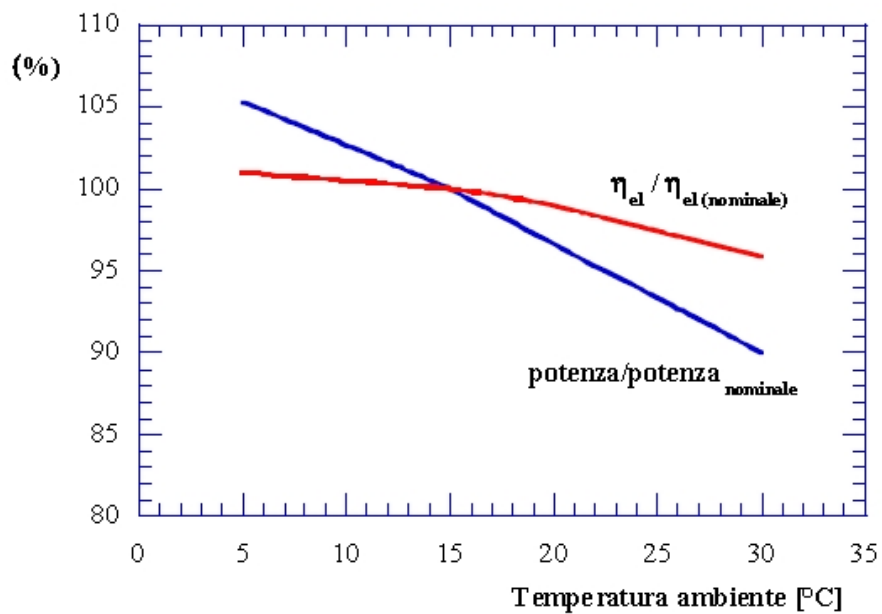
**Figura 3.3:** Rendimenti elettrici in funzione della taglia di alcuni motori in commercio (Fonte: Enea).

Il rendimento elettrico inoltre dipende dal carico erogato dal motore. Esso cala al diminuire della potenza prodotta. Il funzionamento ai carichi parziali è in genere possibile fino a potenze pari al 20-30% del carico nominale.



**Figura 3.4:** Rendimenti elettrici in funzione del carico erogato da alcuni motori in commercio (Fonte: Enea).

Le prestazioni elettriche dipendono anche dalla temperatura ambiente. Un aumento di temperatura provoca una riduzione di densità dell'aria aspirata, della potenza prodotta e del rendimento.



**Figura 3.6:** Influenza della temperatura sulle prestazioni elettriche di un tipico motore (Fonte: Enea).

Nella fascia di potenze tra 100 kW e 10 MW tra i principali produttori di motori cogenerativi vi sono:

- AB-energy
- Caterpillar
- Deutz Power System
- Ecogen
- Guascor
- Isotta Fraschini Motori
- Jenbacher
- MAN
- MTU
- Rolls-Royce
- Wartsila
- Waukesha

Nella fascia di potenze inferiori ai 100 kW vi sono:

- Aisin (Toyota)
- CPL-Concordia
- Ecogen
- EMD
- Energia Nova
- Energifera
- Honda
- MAN
- Senertec

In particolare Honda, Aisin e Senertec hanno immesso sul mercato macchine molto piccole, nella fascia 1-10 kW, destinate espressamente al settore della cogenerazione civile.

La diffusione dei MCI come sistema di cogenerazione è molto ampia, soprattutto nel campo delle taglie più elevate (dai 100 kW ai 10 MW) e nel settore d'impiego industriale, dove risulta il sistema cogenerativo più impiegato.

Nel campo delle taglie inferiori ai 100 kW e per applicazioni nel settore civile, le soluzioni basate su motori alternativi non sono così diffuse. In questo settore esiste anche la concorrenza delle microturbine che presentano efficienze analoghe.

Infine le tecnologie dei MCI nelle piccolissime taglie non sono altrettanto mature come nel campo di potenze maggiori: le prime realizzazioni sono entrate in commercio da pochi anni, anche se il motore più piccolo da 1 kW Ecowill Honda a livello mondiale è stato venduto in 30000 esemplari ed il motore Dachs Senertec in 13000 esemplari in Europa.

### 3.1.5 Parametri necessari per l'analisi ambientale

Negli MCI i livelli di emissioni inquinanti sono elevati, se paragonati con altri impianti in cui la combustione è esterna o con le turbine a gas, che sono macchine a flusso continuo in cui il processo di combustione è regolare e più facilmente controllabile. Il motivo di ciò è da ricercare nella natura stessa dei motori, nei quali le reazioni di combustione avvengono all'interno del cilindro in tempi ridotti e con temperature molto variabili. A ciò si aggiunge che i gas sono messi in contatto con le pareti relativamente fredde del motore per cui lo strato limite vicino alle pareti è sede di una cattiva combustione.

Le principali emissioni di inquinanti di un MCI sono:

- monossido di carbonio (CO), che si forma ad alta temperatura per bassi valori del rapporto aria combustibile,  $\alpha$ ;
- idrocarburi incombusti (HC), che si formano nelle zone a bassa temperatura e per bassi valori del rapporto  $\alpha$ ;
- ossidi di azoto (NOx), la cui formazione è favorita dalle alte temperature di combustione;
- il particolato, inquinante tipico dei motori Diesel, formato da residui di combustione carboniosi che si aggregano in particelle di dimensioni più grosse.

Grazie a normative sempre più stringenti dal punto di vista ambientale, si deve sempre più provvedere all'abbattimento degli inquinanti. I provvedimenti si possono distinguere tra rimedi durante la combustione e rimedi a valle della combustione.

Tra i rimedi durante la combustione vi è quello di utilizzare miscele magre (lean burn) nei motori Otto, i valori del rapporto  $\alpha$  sono elevati. Con l'adozione di miscele magre si hanno limitate emissioni di CO e di NOx, visto che si limita la temperatura di fiamma. Inoltre, l'utilizzo di tali miscele consente rapporti di compressione più alti migliorando in generale il rendimento.

Per limitare invece gli HC occorre adottare camere di combustione dal disegno particolare, dove si creano dei flussi ad alta turbolenza per evitare temperature di fiamma troppo basse.

Nei cicli Diesel un rimedio molto utilizzato in sede di combustione è quello di utilizzare una valvola che consente il ricircolo di una parte di gas incombusti all'interno della carica fresca aspirata dal motore (EGR, Exhaust Gas Recirculation system). In questo modo si diluisce la carica fresca, contenendo le temperature in fase di combustione ed ottenendo una riduzione degli NOx formati. Un'altra possibilità in tal senso è quella di iniettare direttamente acqua in camera di combustione, separatamente oppure assieme al combustibile. Infine si ricorda l'uso dell'inter-refrigerazione per l'abbattimento degli NOx, in quanto limita le temperature al termine della fase di compressione e quindi anche quelle durante la combustione (adottata per taglie medio-grandi).

Per quanto riguarda invece i rimedi a valle della combustione è possibile intervenire predisponendo nel condotto di scarico dei catalizzatori, che siano in grado di far avvenire alcune reazioni chimiche, nonostante le temperature relativamente basse dei gas di scarico del motore. Per il motore Otto si può utilizzare un catalizzatore “a tre vie”, in grado contemporaneamente di ossidare CO e HC e di ridurre gli NOx presenti nei gas di scarico. Tale dispositivo, però, presenta un’elevata efficienza di conversione solo per miscele aria/combustibile prossime al valore stechiometrico. Pertanto è necessaria una misura del tenore di ossigeno nei gas di scarico e un controllo in retroazione che agisce in tempo reale sul dosaggio del combustibile.

Per i motori Diesel e per i motori Otto funzionanti con miscela magra (lean burn) si utilizza un catalizzatore solo ossidante in quanto un catalizzatore trivalente non sarebbe efficace nella riduzione degli NOx. Pertanto in questi motori occorre adottare contemporaneamente accorgimenti in sede di combustione, come il sistema EGR, oppure in camera di combustione (camera ad alta turbolenza o carica stratificata).

Un’altra soluzione particolarmente costosa, adottata solo in alcuni grandi motori per applicazioni stazionarie, è l’uso di catalizzatori del tipo SCR (Selective Catalytic Reduction), che prevedono l’uso di ammoniaca (NH<sub>3</sub>) o urea da iniettare a monte del catalizzatore per la riduzione degli NOx. L’utilizzo di tale soluzione richiede particolare attenzione nel dosaggio di ammoniaca, per evitare di emetterla a camino.

Infine, per il controllo del particolato nei motori Diesel si possono adottare di filtri anti-particolato che trattengono le particelle; tali filtri vengono periodicamente rigenerati per autocombustione, causata dall’adozione temporanea di miscele ricche nel motore o dall’iniezione di piccole quantità di combustibile a monte del filtro stesso.

Nel caso di motori per cogenerazione a gas naturale, occorre sottolineare come i livelli di emissione siano già di per sé contenuti, grazie alle ottime caratteristiche del combustibile, che, essendo più pulito di gasoli e benzine, offre anche il vantaggio di contenere i costi di manutenzione del motore e di allungarne la vita. I motori Otto a gas utilizzano catalizzatori trivalenti con sonda lambda oppure, nel caso di motori a miscela magra, catalizzatori solo ossidanti. I Diesel a gas naturale adottano solitamente circuiti EGR e catalizzatori ossidanti.

**Tabella 3.1:** Emissioni caratteristiche dei motori.

	NO <sub>x</sub> (g/kWh)	CO (g/kWh)
<b>Motori a gas</b>	0,6-2,6	1,5-2,7
<b>Motori Diesel</b>	9-12	0,4-0,9

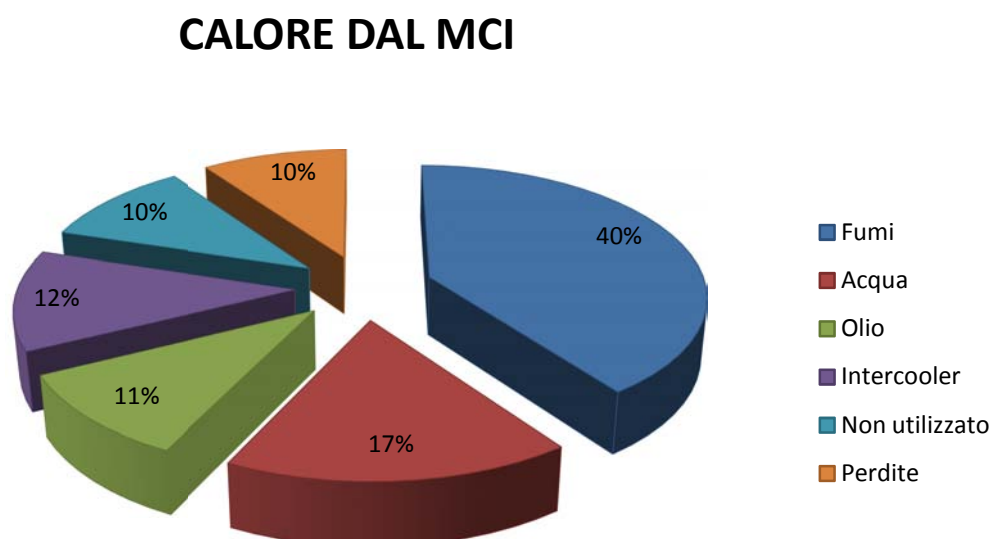
### 3.1.6 Schemi impiantistici cogenerativi e bilanci energetici

Il motore a combustione interna si presta all'utilizzo in cogenerazione in quanto rende disponibile calore di scarto recuperabile da diverse fonti e il recupero termico è possibile senza modifiche al ciclo termodinamico.

Il calore è disponibile a diversi livelli termici, in particolare l'intercooler rende disponibile calore a 50-60 °C, l'olio del sistema di lubrificazione si trova a una temperatura compresa tra 75-85 °C e il circuito di raffreddamento è invece a una temperatura media di 90-95 °C. Complessivamente il calore recuperabile da questi circuiti ammonta al 25-35% circa rispetto al calore entrante con il combustibile ed è quindi disponibile a temperature relativamente basse. È possibile predisporre un circuito che recupera completamente questo calore mediante tre scambiatori in serie.

I gas combusti in uscita da motore si trovano invece a una temperatura che oscilla tra i 400 e i 500 °C. Il calore idealmente disponibile nei fumi è circa il 30%-40% rispetto al calore entrante con il combustibile. Dunque dai fumi è anche possibile produrre vapore a media pressione per un'utenza industriale (5-12 bar), tuttavia il rendimento termico di recupero è influenzato dalla temperatura a cui è richiesto il calore: più bassa è questa temperatura migliore sarà il rendimento termico della caldaia a recupero posizionata nei fumi.

In genere per un tipico motore la ripartizione del calore scaricato all'esterno tra calore recuperato dai fumi, dall'acqua di raffreddamento, dall'olio e dall'intercooler e il calore non recuperato è la seguente:

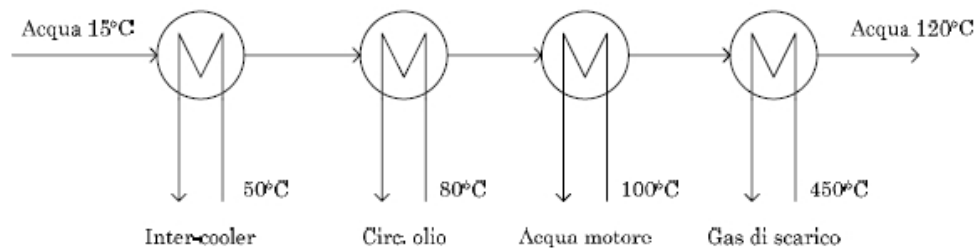


**Figura 3.7:** Ripartizione del calore scaricato all'esterno di un motore a combustione interna (Fonte: Enea).

Il MCI è molto adatto per scopi cogenerativi soprattutto in due casi:

1. quando è richiesto contemporaneamente calore a bassa temperatura e calore a temperatura intermedia in un rapporto all'incirca unitario;
2. quando è richiesto esclusivamente calore a bassa temperatura.

Il MCI è dunque frequentemente impiegato in applicazioni che richiedono produzione di acqua calda (temperature tra i 70 °C e i 120 °C, come per esempio nel caso del riscaldamento degli ambienti). Uno schema di un circuito di recupero è rappresentato nella figura sottostante, dove si mostra una successione di scambiatori di calore per la produzione di acqua calda.



**Figura 3.8:** Schema di un circuito di recupero termico per un motore a combustione interna (Fonte: Enea).

Vista la temperatura elevata dei fumi, è possibile sfruttare i gas di scarico del motore per generare vapore saturo o surriscaldato. La produzione di vapore ottenibile con il recupero per unità di portata dei fumi del motore termico dipende dalla qualità del vapore richiesto (cioè dalle condizioni di temperatura e pressione) e dalla temperatura a cui si raffreddano i fumi. In genere i fumi vengono raffreddati fino a 120°C, ma per alcune applicazioni civili si può scendere fino a 70°C. In altre applicazioni industriali il calore scaricato dai fumi può essere utilizzato per riscaldare olio diatermico a temperature elevate fino, ed oltre, i 200-250°C.

Per un MCI di piccola taglia per cogenerazione domestica (motore Ecowill da 1 kW<sub>e</sub>), ipotizzando una temperatura dell'acqua di mandata pari a 80 °C, la quantità di calore globalmente recuperato dal motore è considerevole (rendimento termico pari al 65%), da cui risulta un valore del rendimento di primo principio pari all'85%.

Un MCI per cogenerazione è un sistema a un grado di libertà, nel senso che il calore recuperabile è univocamente legato all'energia elettrica prodotta. Nel caso di minor richiesta termica, il calore in eccesso viene dissipato all'ambiente: quello dei gas di scarico direttamente, quello dei circuiti di raffreddamento mediante uno scambiatore ausiliario che deve essere comunque previsto.

### 3.1.7 Combustibili impiegabili

I motori alternativi presentano un'elevata flessibilità per quanto riguarda i combustibili utilizzabili.

I MCI ad accensione comandata, che nel campo della propulsione funzionano prevalentemente a benzina e molto meno diffusamente a gas naturale, nell'impiego stazionario sono in genere alimentati a gas naturale. Cominciano a diffondersi anche MCI alimentati a biogas e gas di discarica. Il GPL può essere utilizzato in installazioni stazionarie di piccola taglia.

Bisogna tener conto che se anche i MCI presentano questa elevata flessibilità, non è detto che tutti i combustibili producono la stessa potenza. Infatti in genere in un motore nato per l'alimentazione a benzina, il GPL causa una riduzione di potenza di circa il 10%, mentre il gas naturale del 15%.

Nonostante ciò, nell'impiego stazionario, i motori vengono alimentati quasi esclusivamente a gas naturale. In tal caso, i motori a gas a ciclo Otto funzionano, come detto in precedenza, in regime lean-burn, con forti eccessi d'aria e con precamera per la stabilizzazione dell'accensione. Se si utilizza il biogas il funzionamento è analogo, ma è richiesta una modifica del sistema di iniezione per consentire l'ingresso di portate di combustibile maggiore, visto che tale combustibile ha potere calorifico minore rispetto al gas naturale essendo composto principalmente da metano e anidride carbonica.

I motori che utilizzano biogas, inoltre, presentano sistemi di controllo in retroazione del rapporto di miscela, mediante sonda  $\lambda$  nei fumi che regola la preparazione della miscela, visto che, a causa dell'irregolarità di composizione delle biomasse di partenza, il contenuto di metano nel biogas subisce fluttuazioni notevoli.

Anche se in campo stazionario non viene quasi mai utilizzato, alcuni motori possono funzionare con l'etanolo o il bioetanolo, derivante da processi di trasformazione di biomasse vegetali a contenuto zuccherino, quali la barbabietola da zucchero, la canna da zucchero o il sorgo zuccherino. Di solito il funzionamento avviene in miscela con benzine (almeno al 10%), in modo da consentire l'avviamento a freddo. Se il contenuto di bioetanolo nella miscela è inferiore al 10%, il motore non ha bisogno di modifiche, se, invece, è superiore è richiesta la rimappatura della centralina di controllo. La presenza di bioetanolo nel motore può causare erosione degli elastomeri.

Per quanto riguarda i MCI industriali ad accensione spontanea per impiego stazionario, essi vengono alimentati a gasolio, ad olio combustibile oppure, molto frequentemente, a gas naturale, con l'aggiunta di una piccola percentuale di gasolio: 1-10% per l'iniezione pilota, che ha la funzione di provocare l'autoaccensione della carica (si parla di motori dual-fuel). L'impiego del gas, anziché di un combustibile liquido, fa riscontrare un aumento della potenza, poiché è possibile un funzionamento con minore eccesso d'aria senza incorrere in incombusti allo scarico.

Invece del gasolio, si può utilizzare il biodiesel, un biocombustibile ottenuto da un processo di trans-esterificazione e raffinazione di olio vegetale estratto da biomasse oleaginose. Il biodiesel può essere utilizzato puro al 100% senza modifica del motore se esso è di nuova concezione, con alcuni interventi per evitare l'usura degli elastomeri se di vecchia concezione, o in miscela con gasolio convenzionale al 30-40% senza alcun intervento sul motore.

Visto che il biodiesel ha un potere calorifico minore rispetto al gasolio, porta ad un maggiore consumo in termini di volume, ma le penalizzazioni di potenza sono contenute in pochi punti percentuali. Un vantaggio del biodiesel, rispetto al gasolio, consiste nella totale eliminazione delle emissioni di ossidi di zolfo.

Un'opzione teoricamente percorribile, ma economicamente difficile se non in presenza di incentivi, può essere quella di utilizzare oli vegetali, come l'olio di palma, di colza di girasole, di soia, cioè senza la conversione in biodiesel. Non è ancora chiaro se l'impiego di tali combustibili possa danneggiare i motori Diesel o sia realisticamente attuabile su lunghi periodi di funzionamento. Ovviamente l'olio può essere impiegato purché sia adeguatamente trattato con additivi e preriscaldato, visto che gli oli vegetali hanno, rispetto al gasolio, una viscosità a 20° C di un ordine di grandezza superiore (la viscosità influisce sulla capacità di nebulizzare il combustibile nella camera di combustione) e il punto di accensione più alto (300° C contro i 50° C del gasolio). Inoltre possono formarsi dei depositi e delle incrostazioni sugli iniettori, in camera di combustione e sulle valvole a causa dei processi di polimerizzazione spontanea che agiscono sull'olio ad alta temperatura e in presenza di ossigeno.

### 3.1.8 Modalità di connessione e di esercizio

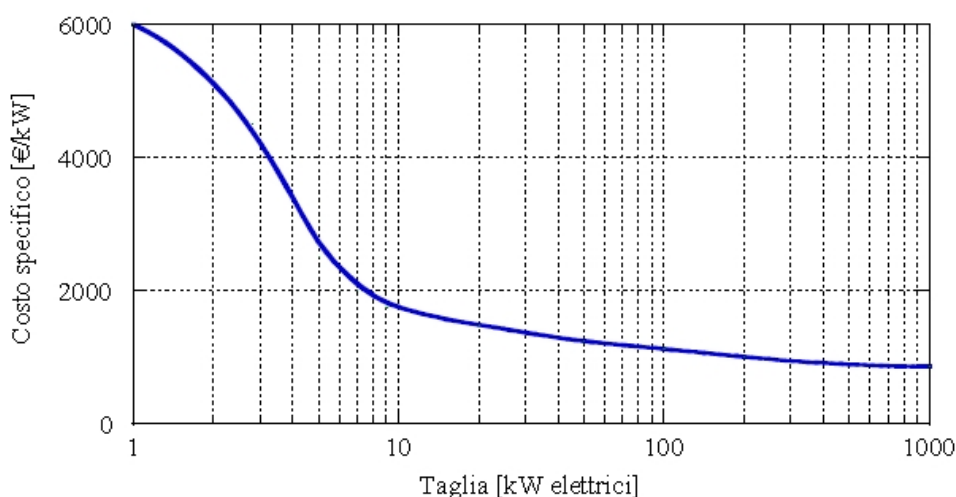
I MCI per impiego industriale possono essere connessi in BT o MT alla rete elettrica. Il funzionamento può avvenire in modalità "grid connected" o "in isola", per l'alimentazione di utenze isolate. Nel funzionamento "in isola" si rendono necessari dispositivi elettronici di potenza (booster) che forniscano in uscita valori di tensione e frequenza richiesti dall'utenza; in modalità "grid connected" invece i dispositivi elettronici sono necessari per l'adeguamento ai parametri richiesti dalla rete, sono inoltre da prevedere relè di protezione in caso di improvviso distacco del dispositivo della rete.

Visto che i MCI non hanno decadimenti di prestazioni eccessivi ai carichi parziali, essi possono essere utilizzati in modalità "load-following" (la disponibilità di energia termica sarà dipendente dal carico elettrico), ovvero con inseguimento dei carichi elettrici delle utenze. Nella fascia di taglie più piccole, il motore può essere utilizzato come generatore per i carichi di punta (peak-shaving) o come generatore di emergenza (gruppo elettrogeno), modalità poco impiegata in ambito cogenerativo, data la necessità di produrre anche energia termica.

La flessibilità operativa consente di avere molteplici modalità di esercizio. Come detto in precedenza il motore può funzionare in modalità load-following, oppure a pieno carico, o in modalità termico segue, cioè con correzione del punto di funzionamento in modo da garantire la copertura della richiesta termica. In questo ultimo caso, l'energia elettrica generata può essere utilizzata dalle utenze elettriche, ceduta completamente o in parte alla rete esterna, accumulata in batterie se disponibili.

### 3.1.9 Costi, affidabilità e manutenzione

Per i motori di taglia medio grande (dai 100 kW ai 10 MW) il costo di installazione medio è dell'ordine di 700-1000 €/kW, mentre per i motori di taglia nel range 5-100 kW<sub>e</sub> il costo è dell'ordine di 1500-2500 €/kW. In generale si può dire che l'andamento del costo specifico sia decrescente con la taglia di impianto, come mostrato in figura.



**Figura 3.9:** Costo specifico in funzione della taglia per i motori a combustione interna (Fonte: Enea).

Tra gli svantaggi dei MCI ci sono i costi di manutenzione, visto che essi hanno bisogno di manutenzione ordinaria periodica soprattutto per la sostituzione dell'olio, dei filtri e delle candele per quanto riguarda i motori ad accensione comandata. I costi di manutenzione in media sia aggirano intorno ai 7-10 €/kW. I costi fissi di manutenzione rappresentano una voce importante nel bilancio se il numero di ore di funzionamento risulta esiguo, ossia per gli impianti di piccola taglia.

Oltre alla manutenzione ordinaria, vi è anche quella straordinaria, che può richiedere la sostituzione di parti importanti: testa motore, alternatore, componenti elettronici, sistemi di iniezione, ecc. Per esempio, il motore Dachs delle Senertec da 5 kW<sub>e</sub> richiede una manutenzione ordinaria ogni 3500 ore ed una straordinaria con sostituzioni di alcune parti ogni 30000 ore, per una vita utile di circa 80000 ore.

La disponibilità dei MCI è comunque in genere elevata, potendo raggiungere valori intorno all'85% (ore di funzionamento tipiche pari a 7500 h/anno).

## **3.2 Microturbine a gas**

### 3.2.1 Microturbine a gas

Il termine "Mirco Turbina a Gas" (MTG), anche se non formalmente definito da parametri standard, identifica un sistema di generazione di potenza di piccola taglia (<500 kW<sub>e</sub>) basato su un ciclo a gas recuperativo che comprende un compressore, una turbina, un recuperatore, un turboalternatore e una parte elettrica di interfacciamento per la cessione della potenza alla rete elettrica.

Il background tecnologico delle microturbine ha delle basi estese derivate dalla progettazione di macchine tradizionali, come turbocompressori dell'industria automobilistica, unità di potenza ausiliarie per aeromobili e applicazioni militari e piccoli motori a reazione dell'industria aeronautica.

Storicamente, il concetto più generale di un generatore di potenza costituito da una microturbina a gas trova le sue prime applicazioni già negli anni '60 quando l'americana Allison sviluppò alcuni modelli che trovarono utilizzo in campo militare e automobilistico. Il risultato fu l'installazione di un motore a microturbina da circa 230 kW<sub>e</sub> battezzato "GT404" in sei autobus "Greyhound", con dimostrazione di buone prestazioni e affidabilità, e successivamente l'impiego dello stesso generatore e di modelli derivati per l'alimentazione del sistema di puntamento dei missili Patriot e per la produzione della potenza di backup per un autocarro dell'esercito. Già questo primo modello presentava molte delle soluzioni progettuali adottate oggi (ciclo rigenerativo, set compressore-turbina compatto di tipo radiale). Successivamente, l'impiego in ambito automobilistico fu abbandonato da Allison, ma riconsiderato da altri costruttori quali Volvo, Ford, Fiat, Renault, Peugeot, nell'ambito di vari progetti mai decollati commercialmente.

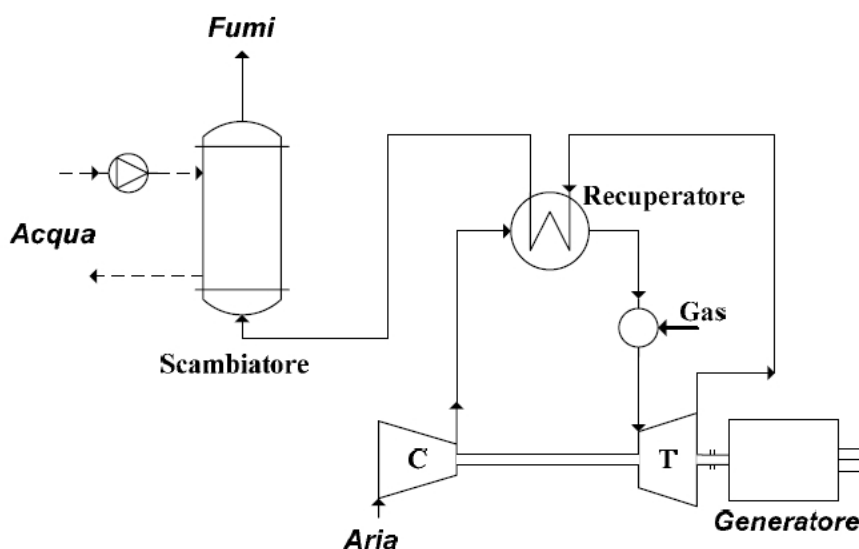
Attualmente piccole turbine a gas, generalmente in ciclo semplice, sono ampiamente impiegate come unità ausiliarie (APU: auxiliary power units) negli aeromobili, in particolare per fornire la potenza richiesta dai sistemi elettrici, pneumatici e idraulici di bordo durante la permanenza a terra dell'aereo. La stessa tecnologia è utilizzata anche per un ristretto numero di applicazioni a terra, per esempio come unità di potenza ausiliaria per mezzi antincendio. Infine, alcune unità a ciclo rigenerativo sono state impiegate anche come generatore di bordo in veicoli ibridi (in particolare autobus) dotati di trazione elettrica ed accumulatori a batterie.

### 3.2.2 Descrizione della macchina e componenti fondamentali

La microturbina a gas (MTG) è un particolare tipo di turbina a gas che si caratterizza per delle taglie di potenza elettrica molto limitate rispetto alle turbine a gas convenzionali; inoltre la microturbina presenta alcune caratteristiche architettoniche ed operative distintive rispetto alle turbine di grandi dimensioni: in generale la filosofia di progetto è diversa, in quanto per taglie così limitate si adottano soluzioni tecnologiche non sofisticate evitando gli accorgimenti più evoluti propri delle macchine di grande potenza e che non sarebbero economicamente giustificabili su macchine così piccole.

Il funzionamento di una microturbina prevede l'ingresso di aria esterna che viene compressa da un compressore, preriscaldata in uno scambiatore di calore ed ulteriormente riscaldata nella camera di combustione, a seguito dell'ossidazione di un combustibile in seno al flusso di aria. I gas caldi vengono espansi in turbina e quindi passano nello scambiatore di recupero prima di essere scaricati. Quando il sistema opera in assetto cogenerativo è presente un secondo scambiatore di calore che sfrutta la temperatura ancora elevata dei gas per riscaldare un fluido esterno, tipicamente l'acqua di alimento delle utenze termiche. La potenza meccanica disponibile all'albero della turbina viene impiegata in parte per trascinare il compressore ed in parte viene ceduta all'esterno, ad un generatore di corrente calettato sull'asse del turbo-compressore.

La figura qui sotto mostra lo schema impiantistico di una microturbina a gas.



**Figura 3.10:** Schema impiantistico di una microturbina a gas (Fonte: Enea).

Date le ridotte potenze in gioco e per contenere le dimensioni del sistema, il gruppo turbo-compressore ruota con velocità molto elevate (dell'ordine di 100000 giri al minuto, il che comporta elevati valori della frequenza generata; inoltre il sistema è progettato per

funzionare con velocità di rotazione variabile al variare del carico e dunque la corrente alternata viene prodotta a frequenza variabile; per questo motivo a valle dell'alternatore è previsto un sistema elettronico di condizionamento, per convertire la corrente alternata alla frequenza nominale di rete pari a 50 Hz.

La possibilità di funzionare a velocità variabile, conferisce alle microturbine una flessibilità operativa maggiore rispetto alle grandi turbine a gas, per le quali la velocità di rotazione è fissa e stabilita direttamente dalla frequenza di rete. Con tale modalità operativa a giri variabili, si attenua il decadimento di prestazioni in termini di rendimento che si avrebbe a carico ridotto se la velocità fosse costante; pertanto le MTG risultano utilizzabili in applicazioni nelle quali è richiesta una frequente modulazione del carico.

In definitiva la microturbina a gas si compone dei seguenti elementi:

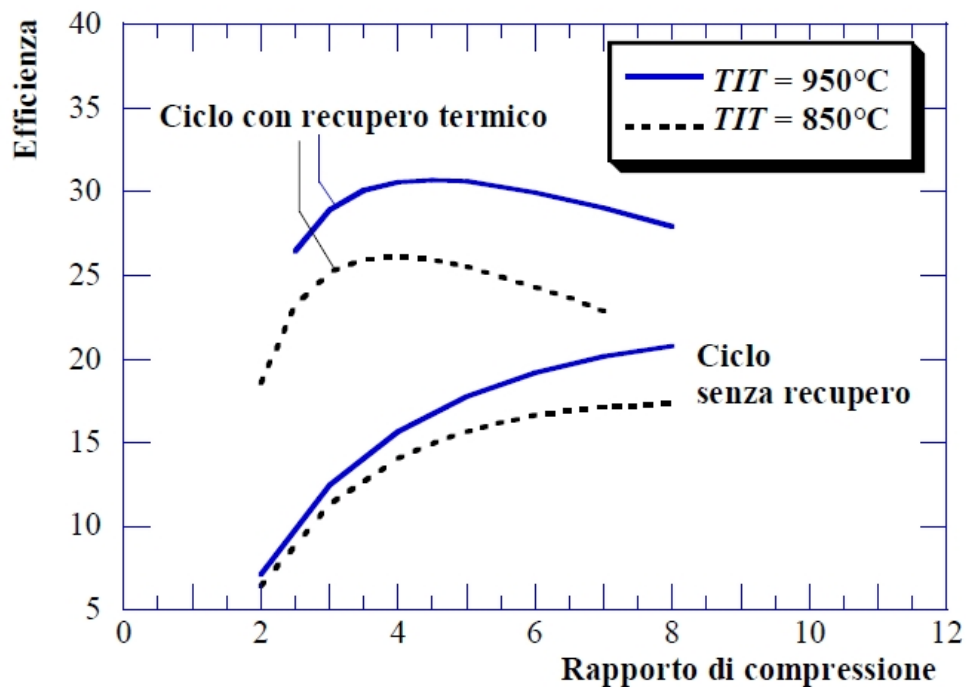
- un gruppo turbo-compressore, costituito da un compressore centrifugo e da una turbina radiale centripeta, calettati su di un albero operante a velocità dell'ordine dei 100000 giri al minuto, sostenuto da cuscinetti in alcuni casi privi di lubrificante (cuscinetti magnetici o ad aria);
- il recuperatore, o scambiatore di calore aria/gas di scarico, necessario per conseguire rendimenti di ciclo accettabili con i limitati rapporti di compressione consentiti dalla tipologia delle turbomacchine impiegate; tale scambiatore nelle applicazioni stazionarie delle MTG adotta generalmente configurazioni "a superficie" molto compatte, con geometrie di scambio termico specializzate a promuovere la convezione forzata;
- il combustore, che pur non presentando peculiarità rispetto alla normale tecnologia delle turbine a gas, consente di raggiungere valori di emissioni di NO<sub>x</sub> inferiori a 10 ppmvd al 15% O<sub>2</sub>, indicativamente un ordine di grandezza in meno rispetto ai motori alternativi a gas, senza la necessità di impiegare sistemi di abbattimento dedicati allo scarico;
- il sistema di recupero termico, spesso integrato nel package della MTG, costituito da uno scambiatore di calore che recupera energia termica dai gas di scarico producendo per esempio acqua calda o vapore a bassa pressione. La microturbina genera infatti allo scarico gas caldi a temperature generalmente superiori ai 250°C, che possono essere utilmente sfruttati in una caldaia a recupero per la produzione di calore utile per applicazioni cogenerative;
- il sistema di "power conditioning" e conversione della frequenza. Nella maggior parte dei modelli, per evitare l'impiego di riduttori, un generatore a magneti permanenti ruota solidale all'albero della turbina producendo energia elettrica ad alta frequenza, poi riportata alla frequenza di rete mediante un convertitore statico a raddrizzatore ed inverter.

Dal punto di vista termodinamico, a turbina si caratterizza per:

- valori di rapporto di compressione limitati, tipicamente nel range 3-5, in conseguenza dell'impiego di un unico stadio di compressione radiale;

- temperature di ingresso turbina modeste (inferiori a 900-950 °C); la turbina radiale non è infatti raffreddata e non è realizzata in materiale ceramico in accordo con una filosofia di progetto volta a ridurre i costi del sistema;
- un ciclo termodinamico con recupero termico, che consente di ottenere rendimenti elettrici non troppo penalizzati dal limitato contenuto tecnologico dei componenti della MTG.

In assenza del recupero termico infatti, dati i limitati valori di temperatura dei gas in ingresso alla turbina si avrebbe un rendimento del ciclo molto scadente, per rapporti di compressione tipici delle MTG; al contrario, per un ciclo con recupero di calore i rendimenti potenzialmente ottenibili con limitati valori di temperatura di ingresso turbina (TIT) possono raggiungere valori del 30% con rapporti di compressione nel range 3-5.



**Figura 3.11:** Efficienza in funzione del rapporto di compressione per un ciclo con recupero termico e per un ciclo senza recupero termico (Fonte: Enea).

L'adozione del rigeneratore rende svantaggioso il ricorso a rapporti di compressione più spinti. In genere per rapporti di compressione molto bassi, minori di 3, il carico termico del recuperatore diviene eccessivo e le sue perdite risultano preponderanti; al contrario, ad alti valori di rapporto di compressione le perdite causate dall'inefficienza delle turbomacchine, crescenti in proporzione al lavoro svolto e quindi crescenti con il rapporto di compressione, giustificano un calo del rendimento.

### 3.2.3 Principali costruttori

Attualmente i principali produttori di microturbine a gas sono:

- Capstone Turbine Corporation;
- Turbec;
- Elliott Energy System, Inc. (Ebara Group);
- Ingersoll Rand Company;
- Bowman Power System Inc.

### 3.2.4 Prestazioni in assetto cogenerativo e caratteristiche dell'energia termica disponibile

La microturbina a gas si presta all'impiego cogenerativo, in quanto i gas di scarico uscenti dal recuperatore alla pressione ambiente possiedono ancora una temperatura elevata, tipicamente dell'ordine di 250-300 °C; dunque questo contenuto termico nei fumi può essere ulteriormente recuperato con uno scambiatore.

Negli impianti cogenerativi basati su microturbina a gas, i fumi vengono tipicamente sfruttati raffreddandoli fino a temperature prossime (o anche inferiori) a 100 °C per produrre acqua calda a temperature massime in genere di 70 ÷ 90°C. In particolare i fumi vengono convogliati in uno scambiatore di calore gas-acqua, del tipo a piastra tubiera, dove si ha il riscaldamento di acqua, fluente nel circuito esterno.

Gli impianti cogenerativi a MTG hanno prestazioni cogenerative elevate, in quanto il rendimento termico, quando si effettua il pieno recupero termico, è dell'ordine di 45-55% e dunque il coefficiente di utilizzazione del combustibile (considerando la somma delle energie elettrica e termica prodotte) può arrivare a 80-90%. Il rapporto elettricità/calore è mediamente pari a 0.55-0.70: una MTG da 100 kW elettrici può produrre fino a 170-200 kW termici.

### 3.2.5 Combustibili impiegabili

Il principale combustibile per l'alimentazione delle microturbine è il gas naturale; tuttavia diversi costruttori forniscono anche varianti di progetto appositamente studiate per l'alimentazione di diversi combustibili: gas naturale, gpl, diesel, propano, kerosene. Tali soluzioni sono dunque attualmente disponibili sul mercato. Ad esempio la Capstone fornisce i suoi modelli C30, C65 e C200 in una doppia versione; una prima con alimentazione a gas naturale o gpl ed una seconda con alimentazione a biogas (da discarica o da digestore). Nel caso di alimentazione da biogas il combustibile deve avere un potere

calorifico inferiore definito entro un range variabile da macchina a macchina ed un contenuto di idrogeno solforato inferiore a 400 ppm.

Per la messa in esercizio della microturbine è necessaria la connessione alla rete di approvvigionamento del combustibile, in particolare a quella del gas naturale nella maggioranza delle applicazioni. Il sistema di alimentazione del gas deve garantire una pressione di ingresso del combustibile in camera di combustione adeguata, cioè superiore alla pressione di esercizio della microturbina generalmente di circa 2 bar al massimo: dati i rapporti di compressione caratteristici delle MTG è tipicamente richiesta una pressione di alimentazione del gas di circa 5-7 bar. Pertanto, se la rete di distribuzione del gas non garantisce questi livelli nel punto di prelievo, è necessario un compressore per il gas. Alcuni modelli in commercio sono direttamente dotati del compressore integrato nel package della macchina, mentre nei casi in cui il fuel-booster non sia integrato, bisogna considerare una riduzione di prestazioni della MTG (riduzioni percentuali di circa il 3-5% della potenza elettrica e di circa 1-2 punti percentuali di rendimento a seconda del dimensionamento del compressore).

Nel caso di alimentazione della microturbina con biogas, dati i valori del potere calorifico più bassi rispetto a quelli del gas naturale, le portate di gas richieste a parità di potenza sono superiori: questo fatto in genere richiede una modifica del sistema di iniezione del combustibile in camera di combustione. Inoltre, come accade per i motori a combustione interna, l'adozione del biogas come combustibile richiede un sistema di cattura dello zolfo, che può avvenire con appositi filtri, sebbene le MTG siano più tolleranti alla presenza di H<sub>2</sub>S rispetto ai MCI; un aumento delle emissioni di ossidi di zolfo allo scarico e problemi di corrosione possono eventualmente verificarsi per la non completa eliminazione di questo composto presente nel biogas.

### 3.2.6 Modalità di connessione e di esercizio

La microturbina può essere installata in configurazione "stand-alone", cioè per alimentare utenze completamente isolate dalla rete elettrica o in modalità "grid-connected", cioè prevedendo la connessione anche alla rete esterna delle utenze. La connessione della MTG è in BT o MT a seconda delle utenze alimentate. L'esercizio di una MTG può essere continuo o "on demand", cioè ad esempio per soddisfare utenze saltuarie.

La microturbina è dotata di un'elevata flessibilità di funzionamento derivante dalla presenza dell'interfaccia elettronica di potenza che gestisce regimi diversi di rotazione. Una MTG può infatti operare secondo le seguenti modalità:

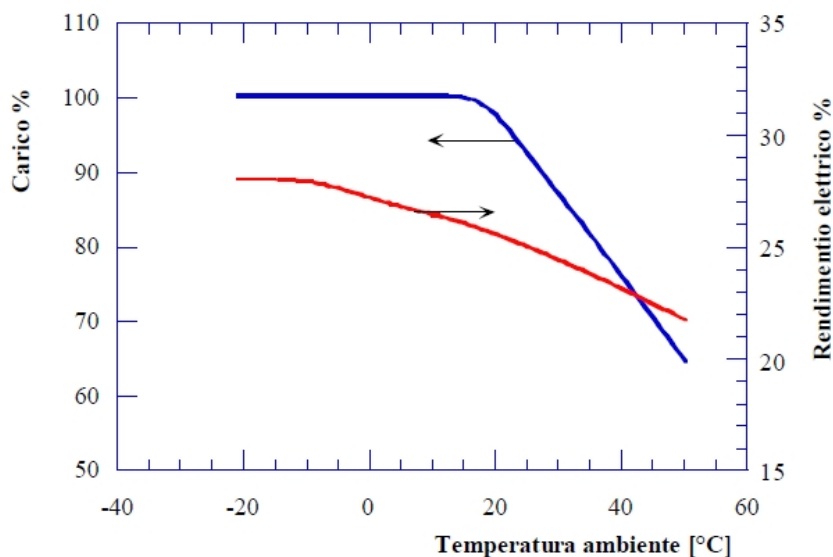
- in modalità "termico segue", cioè inseguendo la richiesta termica dell'utenza; il carico elettrico varierà di conseguenza;

- in modalità "elettrico segue", cioè adattandosi alla richiesta elettrica; il carico termico varierà di conseguenza;
- in condizioni di "by-pass", parziale o totale, cioè deviando parte dei fumi direttamente verso lo scarico e non verso lo scambiatore di recupero al fine di limitare la potenza termica prodotta.

Un vantaggio della microturbina in assetto cogenerativo rispetto ad altri sistemi cogenerativi è costituito dal fatto che, data la modalità di effettuazione del recupero a valle del generatore elettrico, il recupero termico non incide le prestazioni elettriche del sistema: la potenza termica generata può essere variata (tra il suo massimo e zero) in base alle richieste, senza condizionare il rendimento elettrico della generazione di energia elettrica.

La microturbina è adatta a funzionare a carico ridotto solo entro certi limiti, visto che il rendimento elettrico si mantiene abbastanza regolare solo fino al 60% del carico.

Le MTG sono infine sensibili alle condizioni ambiente ed in particolare alla temperatura dell'aria esterna: all'aumentare della temperatura, a causa della minore densità dell'aria in aspirazione, si ha un decremento della potenza utile elettrica e, in misura meno marcata, del rendimento. La sensibilità delle prestazioni alla temperatura dipende da macchina a macchina. La figura seguente mostra l'effetto della temperatura dell'aria esterna per il caso di una MTG Capstone.



**Figura 3.12:** Effetto della temperatura dell'aria esterna per una MTG Capstone (Fonte: Enea).

### 3.2.7 Costi e affidabilità

Le microturbine sono generalmente garantite per un funzionamento di circa 6000-8000 ore all'anno, dato variabile da costruttore a costruttore (con fattori di utilizzo pari al 70-90%). È generalmente necessario un solo ciclo di manutenzione ordinaria annua. Nel caso delle macchine lubrificate ad olio viene richiesta la sostituzione dell'olio, con consumi dell'ordine

di 3 litri all'anno per una macchina da 100 kW. Per alcune microturbine, come le Capstone, la lubrificazione è effettuata ad aria, quindi non è richiesto alcun olio lubrificante; tuttavia è comunque indicato un ciclo di manutenzione ordinaria delle macchine ogni 8000 ore.

Il punto più critico di questa tecnologia è rappresentato dal costo: esse sono più costose rispetto a motori a combustione interna di pari taglia. Il prezzo si aggira infatti attorno ai 1500-3000 €/kW; tuttavia i produttori si stanno adoperando per livellare i costi cercando di arrivare nei prossimi anni a renderli più competitivi.

La durata della vita delle microturbine è garantita per circa 60000-80000 ore, ma alcune parti tra cui il combustore richiedono la sostituzione ogni 30000 ore. Altro componente delicato e soggetto a stress termici notevoli è lo scambiatore-recuperatore, che è investito dai gas ancora caldi uscenti dalla turbina. In genere è questo componente che determina la vita utile complessiva della macchina.

Alcune MTG sono equipaggiabili a richiesta con sistemi di monitoraggio in linea e tele-diagnostica (remote dispatch/monitoring), per determinare le condizioni di esercizio e segnalare a distanza le eventuali anomalie; in tutti i casi esiste un sistema elettronico di controllo del carico e di protezione automatica.

### 3.2.8 Potenziali margini di miglioramento

Con la tecnologia presente, i rendimenti elettrici ottenibili sono dell'ordine del 30%, valori sostanzialmente concorrenziali con quelli offerti dai motori alternativi a gas naturale della stessa classe di potenza. L'evoluzione in atto dei modelli prevede l'introduzione di nuove macchine con potenze maggiori, collocabili nella fascia 200-400 kW, e rendimento prossimo al 33%.

Lo sviluppo delle microturbine verso valori di efficienza più elevati potrebbe essere perseguito innalzando ulteriormente le temperature massime del ciclo. Valori di molto superiori, dell'ordine dei 1100 °C e oltre, cui conseguirebbero rendimenti nella fascia 35-40%, sarebbero in particolare conseguibili con l'impiego di materiali ceramici per la costruzione della girante della turbina.

### 3.2.9 Parametri necessari per l'analisi economica ed ambientale

In seguito alle esperienze acquisite e alle proiezioni relative a un mercato e a una tecnologia con notevoli prospettive di sviluppo, tutti i costruttori sono concordi nell'affermare che, nei confronti della principale tecnologia competitiva dei motori alternativi a gas, le microturbine offrono i seguenti vantaggi:

- emissioni notevolmente ridotte, in termini specifici e rispetto al kWh prodotto (es. NO<sub>x</sub> e CO < 0,1 g/kWh; in molti casi NO<sub>x</sub> < 9 ppm @15% O<sub>2</sub>, addirittura < 3 ppm per alcuni modelli);
- rendimenti (e quindi costi del combustibile) ad oggi confrontabili, ma migliorabili in prospettiva con l'avanzamento tecnologico;
- minori pesi e ingombri, maggior facilità di installazione, minor rumore e vibrazioni;
- manutenzione notevolmente ridotta e a costi inferiori, vita utile estesa;
- semplicità impiantistica ed affidabilità elevata. Alcuni modelli sfruttano cuscinetti ad aria e sono totalmente privi di sistemi ausiliari quali circuiti di raffreddamento, pompe, circuiti di lubrificazione;
- possibilità di impiego di diversi combustibili (ad esempio gas a ridotto potere calorifico quali gas da discariche e depuratori) con adattamenti minimi.

Se da un lato si può affermare che i costruttori presenti sul mercato abbiano totalmente risolto le problematiche connesse all'affidabilità in un esercizio prolungato e che le microturbine a gas siano quindi dei generatori piuttosto robusti ed affidabili, dall'altro non risultano ancora soddisfacenti gli aspetti economici, intesi come costi d'impianto, che risentono di un'incompleta maturità industriale del prodotto, legati ai volumi di mercato sino ad oggi molto ridotti.

In prospettiva di medio periodo, nell'ipotesi di creazione di un mercato consistente, si può pensare che le microturbine possano conseguire significative riduzioni di costo, fino al livello di 600 €/kW<sub>e</sub> fissato come obiettivo dai maggiori costruttori [Anon., 2005; DeBiasi, 2001; Steely, 2001; Milani, 2001]. In corrispondenza della migliore industrializzazione del prodotto, anche le stime dei costi previsti per O&M scendono, fino alla soglia di 3-5 €/MWh [Malrup, 2002; Teagan e Thijssen, 2002].

Dal punto di vista delle emissioni, è da notare come i bassissimi livelli di produzione di NO<sub>x</sub> ottenuti dalle MTG sfruttando la tecnologia di combustione premiscelata siano mantenuti fino a una percentuale di carico generalmente prossima al 50-60%, sotto la quale la combustione diventa di tipo diffusivo e le emissioni possono aumentare considerevolmente.

### 3.2.10 Uso cogenerativo e bilanci energetici

L'ampia disponibilità di calore di scarto sotto forma di gas di scarico a temperature piuttosto elevate rende molto interessante l'impiego delle microturbine quando esiste la possibilità di recuperare una parte di questo calore per fini cogenerativi. Tra le caratteristiche del sistema di recupero termico delle MTG si hanno le seguenti:

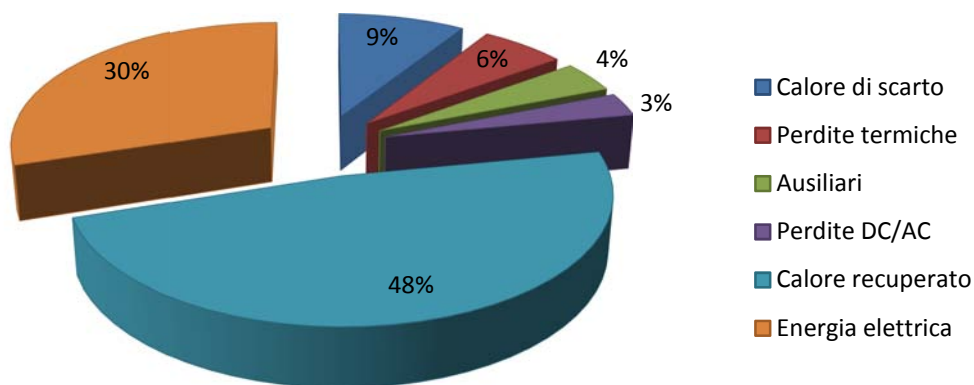
- recupero di calore da gas di scarico con temperature massime prossime a 260-300 °C;
- composizione del gas derivante da una combustione con ampio eccesso d'aria;
- rapporto calore recuperabile/energia elettrica prodotta di circa 1,5;

- impiego ideale nella produzione di acqua calda a temperatura di 70-90 °C;
- rendimento totale di primo principio fino a 80-85% (è difficile raggiungere valori superiori, a causa del peso delle perdite a camino determinato dall'ampio eccesso d'aria di combustione);
- basso costo della sezione aggiuntiva di impianto destinata al recupero termico (< 10% del totale).

La migliore utilizzazione delle microturbine a gas appare quindi legata all'uso per cogenerazione di energia elettrica e calore. Gli ambiti applicativi possono spaziare dal settore residenziale di grande taglia, al settore industriale e, soprattutto, al settore terziario civile, per il quale l'uso di questi sistemi risulta particolarmente promettente.

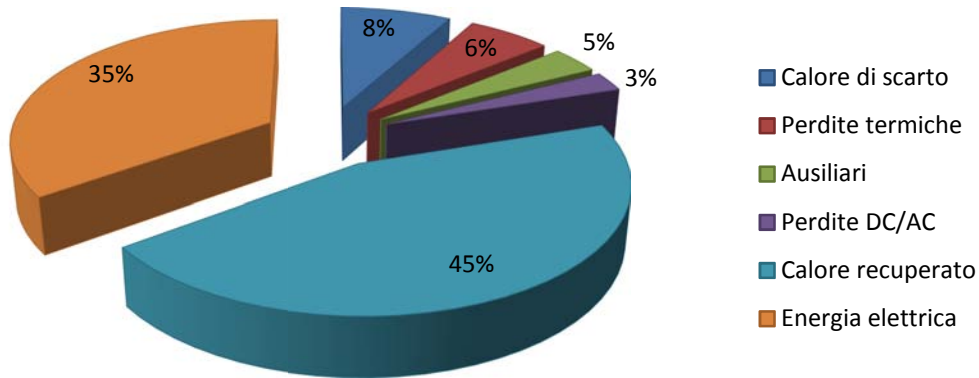
In questi casi l'utenza è generalmente caratterizzata da un rapporto tra consumi termici ed elettrici assai superiore al rapporto tra produzione termica ed elettrica della MTG (per esempio valori di 3-5 contro circa 1,5), rendendo necessario un largo impiego di caldaie ausiliarie o di altri elementi (per esempio pompe di calore) che si affianchino al recupero di calore dai gas di scarico della turbina per soddisfare le richieste termiche e migliorino la flessibilità del sistema.

### Bilancio energetico MTG taglia 100 kW<sub>e</sub>



**Figura 3.13:** Bilancio energetico MTG taglia 100 kW<sub>e</sub> (Fonte: Ennio Macchi, "La microcogenerazione a gas naturale", 2005).

## Bilancio energetico MTG taglia 200-400 kW<sub>e</sub>



**Figura 3.14:** Bilancio energetico MTG taglia 200-400 kW<sub>e</sub> (Fonte: Ennio Macchi, "La microgenerazione a gas naturale", 2005).

Per estendere l'utilità del recupero termico dei gas di scarico anche alla stagione estiva, sono frequentemente sperimentati anche sistemi nei quali alla microturbina può essere affiancato un sistema frigorifero ad assorbimento e/o (più raramente) a compressione, realizzando un impianto cosiddetto di "trigenerazione" (ovvero produzione combinata di energia elettrica, calore, freddo).

I risultati ottenuti dimostrano che le soluzioni considerate, oltre a rivelarsi particolarmente efficienti in termini energetici e ambientali, sono economicamente fattibili, pur con le incertezze legate ai costi d'investimento, alla variabilità delle tariffe e alle peculiarità di ogni singolo caso analizzato. È possibile quindi che il futuro veda realizzarsi un impiego significativo delle MTG anche nel settore civile, specialmente se inserite in impianti "trigenerativi" dotati di pompe di calore e/o frigoriferi ad assorbimento, capaci di consentire un'ulteriore razionalizzazione dei bilanci sia energetici che economici.

## **CAPITOLO 4**

### **Le utenze**

#### **4.1 Dati sulla cogenerazione**

L'energia termica non è mai stata oggetto di analisi ufficiale nelle statistiche energetiche italiane: non figura infatti nel BEN, Bilancio Energetico Nazionale, mentre è una voce delle statistiche Eurostat.

Mentre fino agli anni ottanta gli impianti di cogenerazione appartenevano quasi esclusivamente ad auto produttori / auto consumatori, più recentemente sono nate sia società di teleriscaldamento, che vendono calore a molteplici utenti, sia società elettriche che hanno acquisito gli impianti di cogenerazione delle industrie, alle quali vendono sia calore che elettricità. Non esiste un'accisa, né un'imposta di consumo sul calore, e non si è creata perciò tutta quella struttura per la misura e per la documentazione del dato che la fiscalità e l'Agenzia delle Dogane hanno imposto per l'elettricità. La mancanza di dati affidabili è ancor più rilevante nel caso di autoconsumo, ove non occorre una documentazione per la vendita ed in genere il calore recuperato confluisce in un collettore insieme al calore prodotto da caldaie alimentate da combustibile.

Terna ogni anno stima il calore recuperato dagli impianti di cogenerazione, ma i dati inviati dalle aziende a Terna per il calore non risulterebbero così accurati. Inoltre, sempre Terna pubblica annualmente una sintesi degli impianti, suddivisi per tecnologia, per taglia e per tipo di impresa (produttore elettrico o auto produttore). I dati risultano carenti per le piccole taglie, sotto al MW ed è quindi difficile utilizzarli per taglie inferiori ai 50 kW. Dati più completi sono presenti nei registri degli uffici dell'Agenzia delle Dogane, che non curano però alcuna pubblicazione.

Si deve constatare che, mentre il sistema energetico risulta sempre più complesso ed evolve sempre più rapidamente, si hanno a disposizione sempre meno dati rispetto al passato. Questo avviene sia per questione di riservatezza, diventata importante in un mercato sempre più competitivo, sia per questioni di costo, visto che risulta molto oneroso presentare dati di qualità.

Il ruolo della cogenerazione in Italia, comunque, risulta sempre più in crescita, prende circa il 50% della produzione termoelettrica. La situazione è in evoluzione veloce dal 2002: il consumo interno lordo era di 335 TWh e ha continuato a crescere fino al 2008, per poi invertire la tendenza in concomitanza con la crisi.

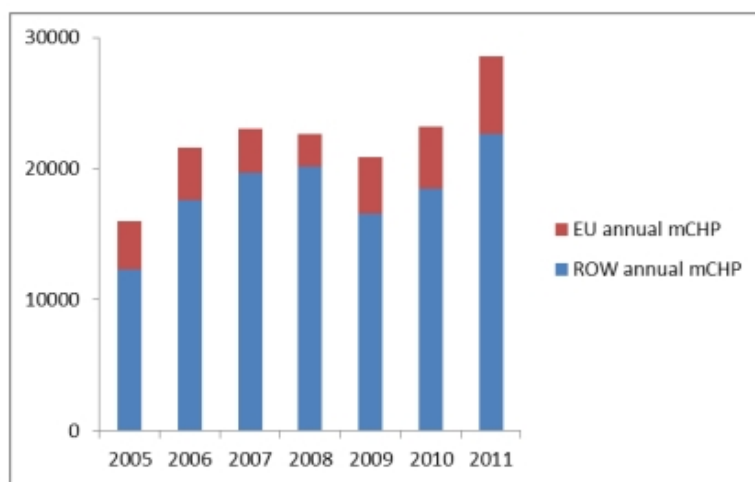
In rapporto ad un mercato stabile se non in contrazione, mentre permangono importazioni strutturali per 45 TWh (6.000 MW più o meno costanti), l'espansione dei cicli combinati in cogenerazione non poteva non avere effetti travolgenti: essi possono mandare fuori mercato gli impianti per sola elettricità che bruciano lo stesso combustibile ed hanno rendimenti molto vicini. Nel 2010 la produzione degli impianti per sola elettricità è scesa a 119 TWh dai 160 TWh del 2002, i 22.600 MW in ciclo combinato hanno generato 62 TWh con un fattore di carico medio di sole 2.700 ore; al contrario, la produzione in cogenerazione è salita a 111,5 TWh, dai 70 TWh del 2002, e i relativi 18.000 MW in ciclo combinato cogenerativo hanno generato 92 TWh, con un fattore di carico di 5.100 ore/anno.

Negli ultimi anni è diventato di fondamentale importanza il tema della priorità al dispacciamento, insieme a quello della programmabilità del funzionamento e all'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, in un'ottica di stabilità del sistema elettrico. Visto che ci sono incentivi ad espandere ulteriormente la cogenerazione e le fonti rinnovabili, le sole possibilità di evitare la chiusura di molti impianti, spesso non ammortati con prevedibili costi per i consumatori, vanno ricercate nella inversione dei flussi transfrontalieri o nell'espansione dei mercati, esportando, per esempio, energia verso quei paesi che vorrebbero o dovrebbero chiudere impianti obsoleti a carbone o nucleari o che avranno carenze di capacità di generazione.

Per quanto riguarda la micro cogenerazione, secondo i dati di Cogena e Italcogen, due associazioni di categoria che raggruppano produttori, importatori e installatori attivi nel settore della cogenerazione, nel 2011 sono stati installati circa 200 microcogeneratori, con una lieve crescita rispetto all'anno precedente. Quasi tutti gli impianti sono alimentati da gas naturale, tranne una ventina di micro impianti a biogas, e la maggior parte è stata installata in Emilia-Romagna, dove la legge regionale equipara l'energia risparmiata da impianti cogenerativi particolarmente efficienti all'energia rinnovabile per il soddisfacimento dei fabbisogni delle nuove costruzioni. Il mercato della micro cogenerazione in Italia è quasi esclusivamente rappresentato da motori alternativi a combustione interna.

Considerando tutte le macchine fino a 200 kW, sono state installate in Italia circa 400 unità, che rappresentano una nicchia rispetto alle decine di migliaia di caldaie a basamento installate ogni anno e che almeno in parte potrebbero essere sostituite da cogeneratori.

Il mercato europeo, costituito principalmente da Germania e Regno Unito della micro cogenerazione è decisamente vivo e nel 2011 ha superato le 5000 unità. Per quanto riguarda il resto del mondo, le unità hanno sfiorato quota 30000, sempre nel 2011, e il maggior mercato è quello giapponese.



**Figura 4.1:** Unità di microcogenerazione annuali in Europa e nel mondo (Fonte: Fire).

## 4.2 Mercato in Italia

I primi esemplari di microcogeneratori comparvero in Europa sul finire degli anni settanta, a seguito della seconda crisi petrolifera. Essi erano quasi tutti motori a combustione interna alimentati a gas naturale.

In Italia fu la FIAT a commercializzare il “Totem”, di potenza di 15 kW<sub>e</sub> con efficienza lorda del 28% e netta del 26% e con 34 kW termici recuperati dai fumi, dall’acqua e dall’olio. Il “Totem” aveva dimensioni molto compatte, aveva marmitta catalitica ed era equipaggiato con un computer per la gestione del funzionamento. L’idea era quella di avere un microcogeneratore compatto da vendere ai condomini dei centri urbani, con manutenzione programmata frequente, da installare in parallelo alla rete e alla caldaia condominiale.

I monopoli dell’energia elettrica e del gas impedirono il successo di questo microcogeneratore presso le utenze condominiali, quindi, esso riscontrò maggior successo

al di fuori dei confini italiani, con più di 2000 unità vendute in un periodo di 5-6 anni in Europa per settori quali l'alberghiero, l'impiantistico sportivo, il settore della piccola industria, ecc.

Allo stato attuale il mercato della micro cogenerazione, come della piccola, anche se in crescita, non è particolarmente entusiasmante in Italia, sebbene ci siano numerose potenziali applicazioni con elevato consumo di acqua calda sanitaria o comunque elevati carichi termici anche in estate. Come accennato in precedenza, il mercato italiano si concentra in Emilia-Romagna, grazie al DGR 1366 del 2011, dove, tra il 2009 e il 2012, 320000 unità immobiliari su un totale di 2 milioni di unità sono state oggetto di certificazione energetica. Di queste, sono 700 le unità immobiliari servite da un impianto di micro cogenerazione.

Uno dei microcogeneratori di maggior successo in Italia, con l'installazione di oltre 50 unità è il "Tandem", prodotto dalla società Energianova di Torino ora acquisita da Asja. gli impianti sono installati in piscine, case di riposo, uffici bancari, aziende agricole, ecc. Altre unità di micro cogenerazione presenti sul suolo italiano sono rappresentate dal modello di microturbina Capstone C30, dai modelli di motori a combustione interna della Buderus e dalle unità Senertec della DACHS.

Considerati i numeri in gioco si può dire che al momento il mercato dell'installato annuo per la microcogenerazione è trascurabile. Si lamenta una mancanza di cultura e conoscenza da parte degli installatori e progettisti. Alcuni soggetti attivi nel fotovoltaico stanno iniziando a guardare alla cogenerazione per diversificare e ampliare l'offerta per i potenziali clienti. Considerata la riduzione degli incentivi operata dal D.M. 5 Luglio 2012, questa tendenza a sostituire parte del business sul fotovoltaico con applicazioni legate all'efficienza energetica negli usi finali in generale e alla cogenerazione in particolare potrebbe rappresentare una buona leva per la diffusione di queste applicazioni. Chiaramente passare dall'interesse all'applicazione pratica richiede l'assimilazione di conoscenze e competenze specifiche, per cui diventa importante la presenza di corsi di formazione e aggiornamento adeguati.

Il maggior ostacolo alla diffusione della microcogenerazione è la complicazione delle pratiche burocratiche. Queste risultano spropositate in riferimento alla costruzione, sia per la successiva gestione degli impianti, che richiede l'interessamento di operatori del settore quali venditori di energia, distributori di gas o ESCO in quanto poco adatta a un normale utente finale. I diversi soggetti sono però poco interessati a singoli interventi di microcogenerazione, in quanto i margini sono bassi sul singolo intervento, date le limitate quantità di energia prodotta. Il successo della tecnologia nel futuro dipenderà dalla capacità di creare una massa critica capace di ridurre i costi di gestione burocratici e tecnologici.

### 4.3 I settori applicativi

I settori applicati più promettenti per la micro cogenerazione sono il terziario, la piccola e media industria e il residenziale. Secondo uno studio di mercato effettuato da SNAM nel 2001, il potenziale applicativo di cogenerazione nel mercato italiano del terziario risultava essere distribuito fra gli ospedali, con circa 200 MW<sub>e</sub> di potenza cumulata installabile, seguiti da centri commerciali e alberghi, ognuno con circa 100 MW<sub>e</sub>; più limitato il settore industriale (circa 100 MW<sub>e</sub>). Altri settori promettenti possono essere le banche, gli uffici, i supermercati, i centri sportivi, i campus universitari, ecc.

Ragionando in un'ottica a lungo termine, spazi di mercato interessanti per le applicazioni di micro cogenerazione potrebbero venire anche dalle applicazioni di scala più ridotta, nel settore residenziale, dove l'esistenza di un numero elevato di potenziali clienti potrebbe dar luogo a potenze cumulate installabili di gran lunga superiori a quelle previste per il settore terziario. Un'idea affascinante può essere quella di sostituire gradualmente il mercato delle piccole caldaie domestiche a gas naturale per utenze monofamiliare, con oggetti che abbiano le stesse caratteristiche di sicurezza, semplicità d'uso e d'installazione, ma che siano in grado di co-produrre elettricità e calore in modo "intelligente", cioè recuperando sempre integralmente il calore e concentrando la produzione elettrica nei periodi in cui essa è più pregiata. Questo consentirebbe di ottenere un rendimento elettrico equivalente circa unitario nella generazione di energia elettrica da gas naturale, per di più concentrata in ore pregiate ed esente dalle perdite di rete (le migliori centrali di grande scala per sola generazione di energia elettrica non arrivano al 60%).

Vi sono tuttavia degli aspetti tecnologici che vanno presi in considerazione, soprattutto per le piccole taglie (<20 kW<sub>e</sub>):

- l'interfaccia di un microcogeneratore con la rete elettrica in BT è un problema aperto e complesso, non impossibile da risolvere, ma serve trovare una soluzione tecnica che concili le esigenze di sicurezza della rete con i costi;

- la valorizzazione dell'energia ceduta alla rete;

- serve istituire un sistema di certificazione dei microcogeneratori, sia per l'aspetto prestazioni energetiche, sia per l'aspetto emissioni: è fondamentale garantire che il livello di emissioni specifiche di sostanze nocive del microcogeneratore sia inferiore, o almeno pari, a quello delle piccole caldaie domestiche che va a sostituire. Poiché non è pensabile monitorare in continuo gli impianti, è necessario istituire un sistema basato su una certificazione del motore e su successivi controlli periodici;

- serve una semplificazione delle pratiche autorizzative: l'installazione di un microcogeneratore certificato dovrebbe avere un iter simile a quello di una caldaia domestica.

Soprattutto, sono necessari provvedimenti che incentivino economicamente i distributori di energia elettrica a bassa-media tensione ad accettare e favorire quello che per loro oggi è indubbiamente un motivo di disturbo e complicazione: il passaggio da rete passiva a rete attiva.

#### **4.4 Il settore residenziale**

Il settore residenziale, in conseguenza dei numeri in gioco e dell'entità del mercato potenziale, costituisce in settore strategico per lo sviluppo della cogenerazione. Al 2010 si contavano circa 14 milioni di edifici, di cui 2,1 milioni per usi non abitativi ed 11,9 milioni per usi abitativi, corrispondenti a circa 27 milioni di abitazioni, di cui 22 milioni riscaldate ed abitate stabilmente e circa 950000 condomini (dati ISTAT 2011).

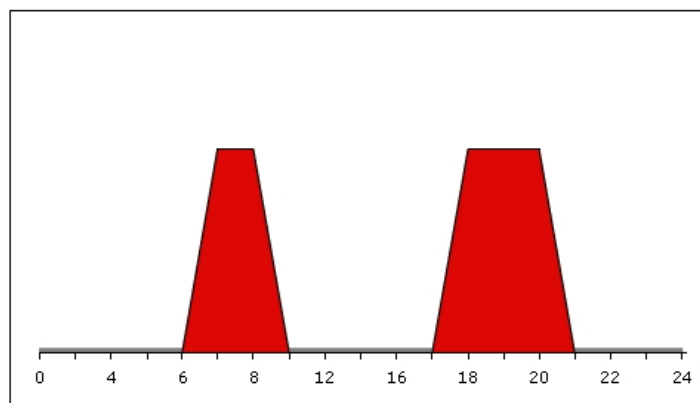
La criticità fondamentale in questo settore è l'uso del calore. Le difficoltà sono legate alla durata limitata della stagione termica e al fatto che gli utenti, specie nel settore civile, presentano in genere potenze installate di molto superiori alle necessità medie, col risultato di avere un numero molto ridotto di ore di funzionamento a carico nominali. Il basso fattore di carico, seppur in misura minore, caratterizza anche i consumi elettrici.

Di solito la scelta della micro cogenerazione comporta l'installazione di un accumulatore, la cui funzione primaria è la regolazione del funzionamento dell'impianto, limitando i transitori, fonte di perdite termiche e bassi rendimenti, oltre che di usura degli organi di tenuta dei motori. Gli accumulatori sono soltanto giornalieri e non è pensabile, infatti, di accumulare energia termica da una stagione all'altra. Il principale ostacolo all'installazione dell'accumulatore, specie per utenze esistenti, è costituito dall'ingombro.

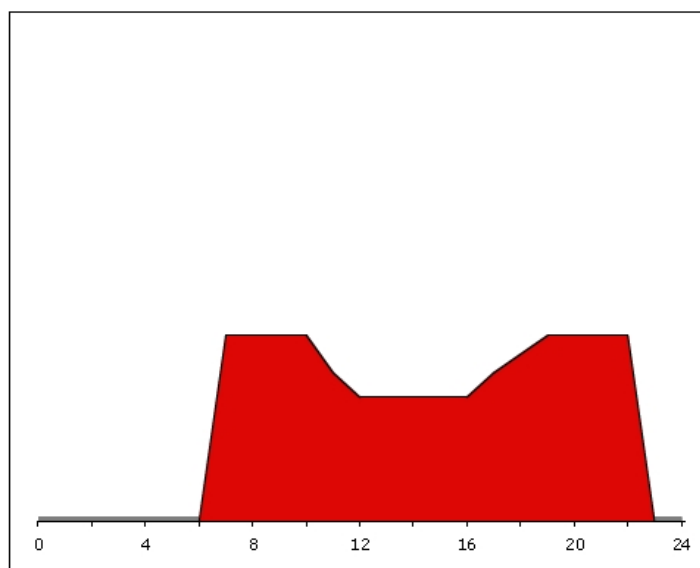
Gli utilizzi di calore nel caso del settore residenziale riguardano il riscaldamento invernale e l'acqua per usi igienico-sanitari. Le necessità di riscaldamento invernale sono legate alla differenza di temperatura fra l'interno dell'edificio (in genere 20-22° C) e l'esterno, per compensare sia le dispersioni di calore per trasmissione, sia quelle dovute al ricambio d'aria.

In Italia il periodo di accensione degli impianti di riscaldamento dipende dalla zona climatica del comune di residenza. La classificazione climatica dei comuni italiani è stata introdotta dal Decreto del Presidente della Repubblica n.412 del 26 agosto 1993. In breve gli oltre 8000 comuni sono stati suddivisi in sei zone climatiche. Circa l'85% dei comuni italiani appartengono alle zone C, D, E. Nella zona C è possibile accendere l'impianto di riscaldamento dal 15 novembre al 31 marzo, nella zona D dal 1° novembre al 15 aprile, nella zona E dal 15 ottobre al 15 aprile.

Di solito per quanto riguarda la modulazione del consumo, se si ha una caldaia individuale, di potenza molto esuberante, qualora non sia del tipo con bruciatore modulante, si adotta in genere una politica di gestione intermittente, un'ora al mattina e un paio d'ore la sera, mentre l'abitazione senza controllo individuale avrà un'accensione continua nel periodo contrattuale, tipicamente dalle 6.00 alle 22.00.

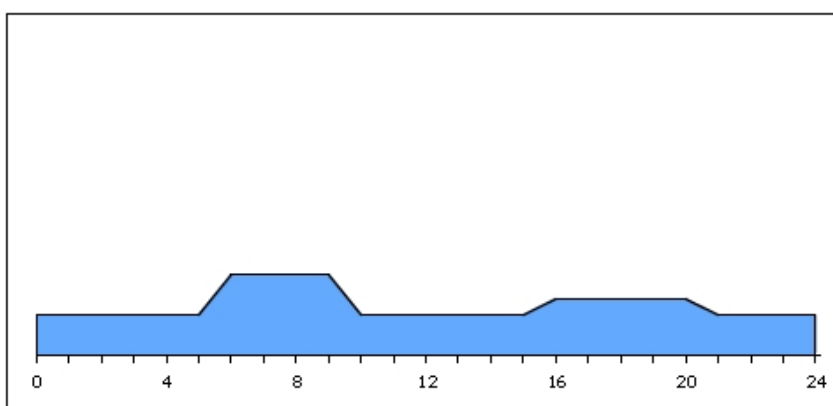


**Figura 4.2:** Modulazione caldaia di potenza molto esuberante senza bruciatore modulante a gestione intermittente (Fonte: Fire).



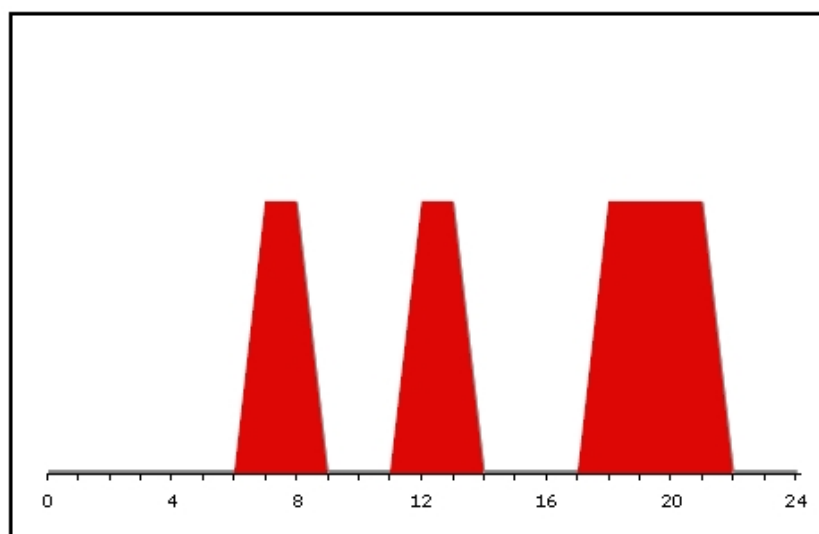
**Figura 4.3:** Modulazione caldaia di potenza molto esuberante senza bruciatore modulante a gestione continua (Fonte: Fire).

Se invece è presente una centralina climatica esterna con relativo dispositivo di regolazione e valvole termostatiche sui radiatori, l'impianto sarà acceso 24 ore con acqua circolante nei radiatori a temperatura variabile e attenuazione notturna.



**Figura 4.4:** Modulazione caldaia con centralina climatica esterna con dispositivo di regolazione e valvole termostatiche sui radiatori (Fonte: Fire).

I consumi di acqua sanitaria dipendono dall'età e dalle abitudini dei residenti: sono concentrati nei momenti di lavaggio dei piatti, al risveglio e al ritorno dal lavoro. Alla domanda di calore collegata si provvede o con la caldaia a produzione istantanea o con prelievo dall'accumulo dello scaldabagno elettrico.



**Figura 4.5:** Consumi tipici di acqua calda sanitaria in un utenza residenziale (Fonte: Fire).

Salvo rari casi lavapiatti e lavatrici non sono collegati alla rete dell'acqua calda e riscaldano l'acqua al loro interno con l'uso dell'elettricità.

Un sistema di cogenerazione dovrebbe essere capace di coprire il carico termico dell'utenza nei giorni di "mezza stagione" di bassa richiesta e operare con continuità durante tutto il

giorno nel periodo invernale, supportato da una caldaia di integrazione. Nel periodo estivo l'acqua calda sanitaria sarà prodotta dall'impianto di cogenerazione.

In generale nel settore residenziale esistono due macrotipologie di utenze: utenze monofamiliari e utenze condominiali.

Per ognuna delle utenze si possono considerare tre tipologie di edificio:

1. **EDIFICIO VECCHIO:** edificio costruito in anni antecedenti al 1976. È l'edificio più diffuso nel suolo italiano, si stima che circa il 67% degli edifici residenziali italiani appartenga a questa categoria. I consumi energetici tipici in riscaldamento di questa tipologia di edificio non corrispondono alle normative sul risparmio energetico.
2. **EDIFICIO RISTRUTTURATO:** edificio costruito in anni antecedenti il 1976 e ristrutturato con intervento al muro esterno consistente nell'inserimento di un cappotto da 8 cm, e edifici costruiti tra il 1976 e gli anni 90, prima dell'entrata in vigore della legge 10 che prevede l'utilizzo di 5 cm di isolante vetrocamera.
3. **EDIFICIO NUOVO:** edificio a basso consumo energetico in cui si pone particolare attenzione all'aumento dell'isolamento termico globale dell'involucro, alle limitazioni delle infiltrazioni d'aria non necessarie, al controllo dei guadagni gratuiti di calore e all'aumento dell'efficienza degli impianti.

L'Italia risulta un paese a struttura abitativa consolidata con un tasso di nuove costruzioni e di ristrutturazioni non rilevante. Ci dovrà essere una graduale sostituzione delle modalità di soddisfacimento dei bisogni energetici, intervenendo su edifici o quartieri nuovi oppure ristrutturando edifici o quartieri esistenti, tenendo conto che nel secondo caso, oltre a valutazioni tecniche-economiche, vi sono altri fattori da tenere in considerazione quali ad esempio il disagio che un tale intervento comporta al traffico, il rischio di interferenza e di danni agli impianti già esistenti nel sottosuolo, il rischio sulla stabilità delle strutture. Questi fattori sono difficilmente quantificabili in termini economici e richiedono un'analisi attenta e problematica per valutare se il miglioramento conseguibile giustifica l'intervento.

#### 4.4.1 Utenza monofamiliare

Un elemento comune per le utenze del settore civile è la difficoltà che si incontra nel reperimento dei dati relativi ai carichi. Spesso quindi è difficile effettuare stime corrette dei diagrammi di carico, stime che però risultano fondamentali nella valutazione delle prestazioni e nel dimensionamento di un impianto di cogenerazione.

L'elaborazione delle curve di carico elettrico è basata sui risultati di uno studio per il Ministero dell'Ambiente condotto da un gruppo di ricercatori del Politecnico di Milano (il gruppo eERG: "end-use Efficiency Research Group") intitolato MICENE (Misure dei Consumi di Energia Elettrica in 110 abitazioni italiane) e inserito nell'ambito del progetto europeo

Eureco [Di Andrea, 2003]. Il lavoro riporta i risultati di una campagna di monitoraggio condotta negli anni 2000-2002 su un totale di 110 abitazioni di diverse regioni italiane, con una superficie media di 106 m<sup>2</sup> e abitate da gruppi famigliari eterogenei (mediamente composti da 4,06 persone).

In ciascuna abitazione sono stati monitorati, con intervallo di campionamento di 10 minuti e per un periodo minimo di tre settimane nelle diverse stagioni, le seguenti grandezze:

- il consumo di energia elettrica e la punta di potenza richiesta dai principali elettrodomestici;
- il consumo di energia elettrica e la punta di potenza richiesta dai sistemi di illuminazione;
- il consumo di energia elettrica e la punta di potenza del contatore generale;
- la temperatura dell'aria all'interno dei locali.

I dati campionati nelle diverse stagioni dell'anno sono stati poi raccolti e opportunamente rielaborati e sono stati valutati i carichi elettrici e di condizionamento delle utenze.

Per quanto riguarda i dati sui carichi elettrici e i carichi termici si fa riferimento ai dati forniti da Ennio Macchi, nel suo libro "La microcogenerazione a gas naturale" (2005), che a sua volta fece riferimento allo studio MICENE, già citato in precedenza e ai dati forniti da Asm Spa di Brescia sulla rete di teleriscaldamento e già pubblicati in un precedente lavoro [Silvia et al., 2004].

Le principali caratteristiche dell'utenza monofamiliare media considerata sono:

- superficie appartamento: 106 m<sup>2</sup>;
- volumetria: 318 m<sup>3</sup>;
- fabbisogno termico (riscaldamento e acqua sanitaria): 13004 kWh/anno;
- fabbisogno termico per acqua sanitaria: 1885 kWh/anno;
- fabbisogno elettrico (escluso condizionamento): 2996 kWh/anno;
- fabbisogno elettrico (compreso condizionamento): 3981 kWh/anno;
- carico frigorifero: 2463 kWh/anno;
- potenza elettrica impegnata: 3 kW<sub>e</sub>;
- rapporto tra consumo termico ed elettrico (escluso condizionamento) [kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>e</sub>]: 4,34;
- rapporto tra consumo termico ed elettrico (incluso condizionamento) [kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>e</sub>]: 3,27.

Il problema principale della cogenerazione nelle utenze monofamiliari è prevalentemente tecnico: le macchine di piccolissima taglia presentano un rapporto calore-elettricità molto elevato, che non consente uno sfruttamento ottimale della produzione combinata. Ciò, insieme ai costi specifici elevati, si traduce in investimenti al limite della redditività. L'evoluzione dell'efficienza potrà comunque portare a migliorare questo aspetto, insieme ad un quadro legislativo favorevole.

#### 4.4.1.1 Carichi caratteristici

L'utenza monofamiliare è generalmente caratterizzata da una discreta variabilità dei carichi termici e da una forte variabilità dei carichi elettrici. Tale variabilità rappresenta un aspetto critico, visto che risulta molto difficile definire l'andamento di tali carichi secondo una base statistica sufficiente ampia da fornire risultati rappresentativi. In questo lavoro sono stati utilizzati i dati dello studio MICENE, citato in precedenza, forniti da Ennio Macchi.

Di seguito sono riportati gli andamenti relativi ad una tipica giornata invernale e una tipica giornata estiva di un utenza monofamiliare.

**Tabella 4.1:** Andamento invernale ed estivo dei carichi relativi all'utenza monofamiliare.

UTENZA MONOFAMILIARE-CASO INVERNALE			UTENZA MONOFAMILIARE-CASO ESTIVO		
ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno
1	0	1	1	0	1
2	0	1	2	0	0,6
3	0	1	3	0	1
4	0	1	4	0	0,9
5	7	1	5	0	0,6
6	20	1,25	6	0	0,8
7	27,5	1,75	7	0,8	1,2
8	30	2	8	1,5	1,6
9	28	1,5	9	3	0,7
10	24	1,25	10	0,9	0,5
11	22	1	11	0,4	0,6
12	21,5	1,25	12	0,3	0,8
13	20	1,5	13	0,3	1,4
14	19,5	1,75	14	0,3	2,8
15	18,5	1,75	15	0	3
16	18,5	1,25	16	0,2	3,4
17	20	1,5	17	0,4	2,8
18	21	2	18	0,5	3,5
19	21,5	2,5	19	0,6	5,7
20	23	2,5	20	2,2	6,6
21	22	5	21	2,2	9,5
22	17	5,5	22	0,7	10
23	7,5	2	23	0,5	5,8
24	2	1,5	24	0	2,5

## UTENZA MONOFAMILIARE-CASO INVERNALE

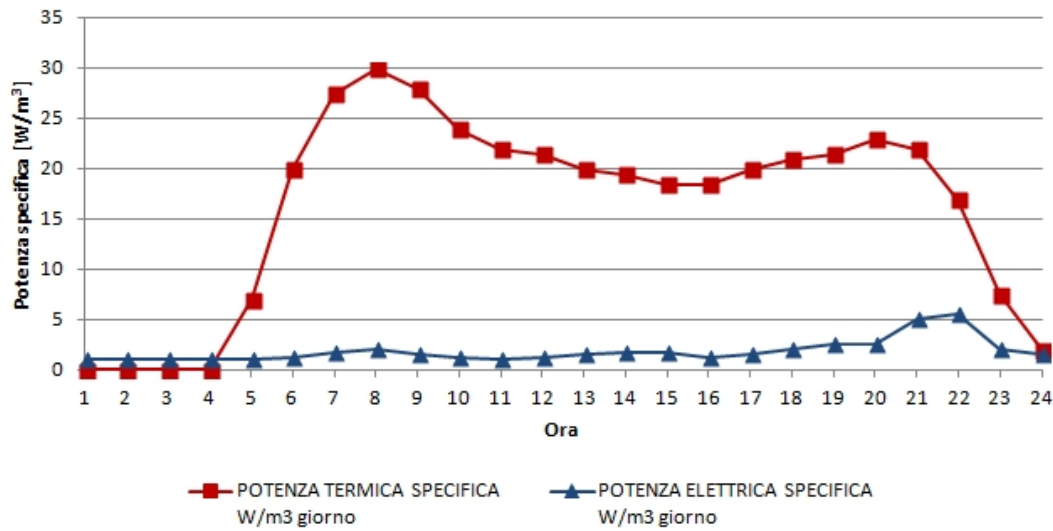


Figura 4.6: Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza monofamiliare.

## UTENZA MONOFAMILIARE CASO-ESTIVO

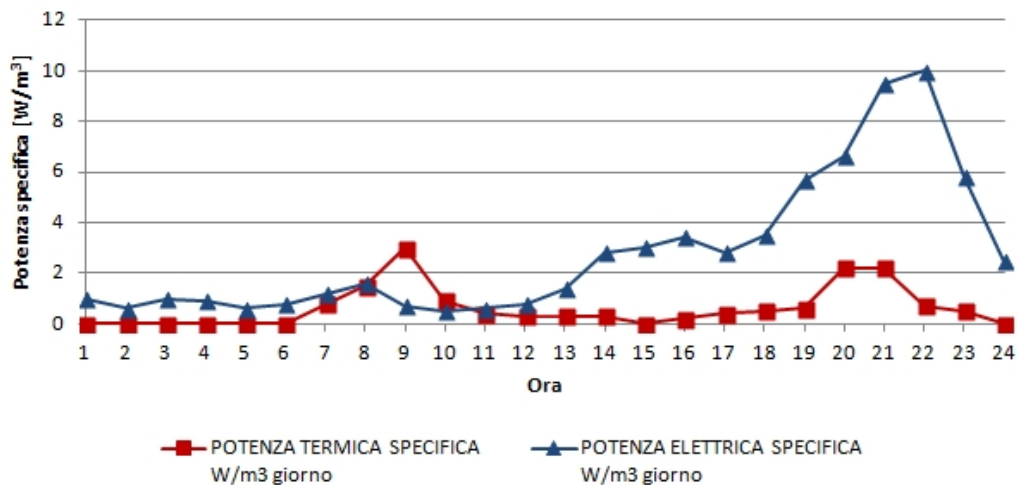


Figura 4.7: Andamento estivo dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza monofamiliare.

Dai grafici riportati si può dedurre la forte variabilità giornaliera dei carichi termici: nelle giornate invernali la richiesta termica è nulla nelle ore notturne e massima ad inizio e fine giornata; nelle giornate estive il carico termico risulta invece esclusivamente legato alla produzione di acqua calda sanitaria.

I carichi elettrici costituiscono, invece, un riferimento più approssimativo rispetto ai carichi termici, in quanto dipendono strettamente dal comportamento dell'utente (ora di utilizzo).

dei vari elettrodomestici, ecc.) e possono presentare forti variazioni in base all'efficienza energetica dei vari elettrodomestici.

#### 4.4.1.2 Tecnologie disponibili

Le applicazioni monofamiliari richiedono taglie impiantistiche molte ridotte per garantire un'adeguata continuità di funzionamento. Attualmente in commercio ci sono motori a combustione interna di taglia compresa tra 1 e 6 kW<sub>e</sub>, cui consegue una potenza termica compresa tra 3 e 12 kW<sub>th</sub>.

**Tabella 4.2:** Motori a combustione interna per applicazioni monofamiliari.

MARCA	MODELLO	COMBUSTIBILE	P <sub>el</sub> (kW)	P <sub>th</sub> (kW)	η <sub>el</sub>	η <sub>th</sub>	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )
Honda	Ecowill	GN	1	3,25	0,200	0,650	120	
AISIN SEIKI	GECC46A2	GN, GPL	4,6	11,7	0,255	0,585		
Senertec (DACHS)	HKA G 5.0	GN	5	12,3	0,260	0,639	135	24
Senertec (DACHS)	HKA G 5.5	GN	5,5	12,5	0,270	0,610	249	22
AISIN SEIKI	GECC60A2	GN, GPL	6	11,7	0,288	0,562	66	901

Nella tabella sono elencate alcune della macchine in commercio. Come si vede sono tutte caratterizzate da un rendimento elettrico piuttosto basso e da rapporti calore/elettricità piuttosto elevati. Questi modelli sono alimentati a gas naturale (GN) o a gas di petrolio liquido (GPL), ma vi sono altri motori a combustione interna in commercio alimentati a gasolio, biogas oppure oli vegetali.

#### 4.4.2 Utenze condominiali

Quando si considera un complesso residenziale formato da un certo numero di abitazioni, la curva dei carichi risultante deriva dalle curve delle singole utenze che si sommano secondo leggi statistiche, per cui la richiesta complessiva tiene conto del fattore di contemporaneità dei carichi. La richiesta giornaliera risulta più regolare lungo l'intera giornata rispetto un'utenza monofamiliare, visto che le curve dei carichi risentono di questo fattore di contemporaneità. Gli andamenti dei consumi mensili risultano invece simili a quelli dell'abitazione singola; in particolare, i consumi mensili di un'utenza condominiale risultano del tutto coincidenti a quelli di un'utenza singola in termini di valori specifici al m<sup>3</sup>

di abitazione e quindi per le curve relative ai consumi mensili si deve far riferimento al caso della singola abitazione.

L'effetto dovuto alla contemporaneità è senz'altro un elemento positivo se si pensa all'applicazione di un impianto di cogenerazione, pertanto le utenze condominiali risultano favorite sotto questo aspetto rispetto a quelle monofamiliare.

Vi sono alcune barriere che rendono difficile la diffusione della cogenerazione nelle utenze condominiali:

- necessità di spazi per l'installazione del cogeneratore, comprensivo dei dispositivi di smorzamento di vibrazione e rumore, e dell'accumulo (che si andranno ad aggiungere alla caldaia), fattore ancora più critico in assenza di riscaldamento centralizzato;
- passaggio di decisione attraverso la delibera dell'Assemblea Condominiale;
- complessità gestionale che esclude le ditte tradizionali di business.

#### *4.4.2.1 Carichi caratteristici*

I carichi elettrici relativi all'utenza condominiale presentano un andamento più omogeneo rispetto all'utenza monofamiliare in quanto i carichi relativi alle singole unità abitative si combinano secondo leggi statistiche, dando luogo ad una curva di carico cumulato caratterizzata da picchi meno pronunciato.

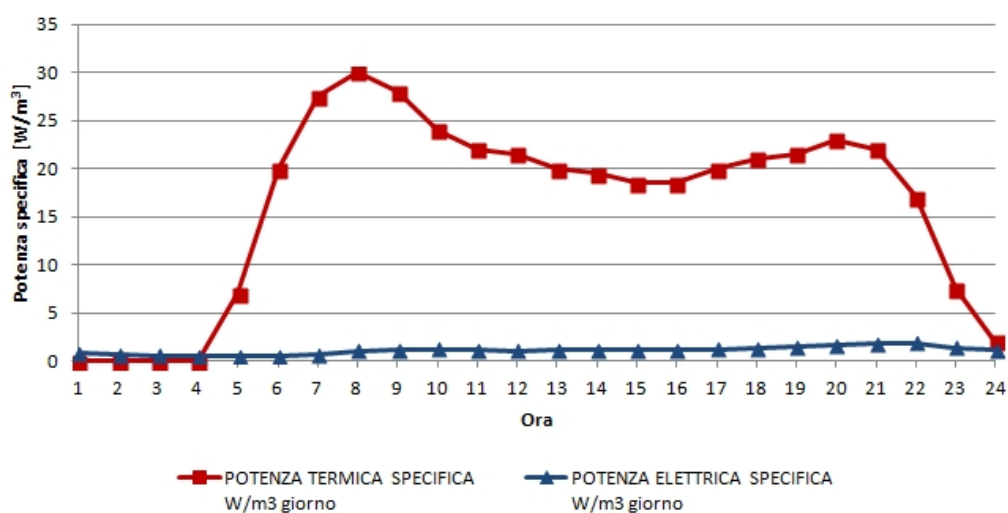
Per i carichi termici viene invece assunto il medesimo andamento relativo all'utenza monofamiliare, in quanto essi risultano strettamente legati alla temperatura dell'aria esterna. Ciascuna abitazione presenta infatti una richiesta termica più o meno contemporanea rispetto alle altre abitazioni.

Di seguito sono riportati gli andamenti relativi ad una tipica giornata invernale e una tipica giornata estiva di un utenza condominiale.

**Tabella 4.3:** Andamento invernale ed estivo dei carichi relativi all'utenza condominiale.

UTENZA CONDOMINIALE-CASO INVERNALE			UTENZA CONDOMINIALE CASO-ESTIVO		
ora	potenza termica W/m <sup>2</sup>	potenza elettrica W/m <sup>2</sup>	ora	potenza termica W/m <sup>2</sup>	potenza elettrica W/m <sup>2</sup>
1	0	0,8	1	0	0,16
2	0	0,7	2	0	0,1
3	0	0,6	3	0	0,12
4	0	0,53	4	0	0,14
5	7	0,51	5	0	0,09
6	20	0,53	6	0	0,06
7	27,5	0,7	7	0,8	0,01
8	30	1,08	8	1,5	0,11
9	28	1,14	9	3	0,01
10	24	1,2	10	0,9	0,01
11	22	1,16	11	0,4	0,01
12	21,5	1,08	12	0,3	0,01
13	20	1,11	13	0,3	0,15
14	19,5	1,14	14	0,3	0,54
15	18,5	1,18	15	0	0,72
16	18,5	1,19	16	0,2	0,89
17	20	1,2	17	0,4	0,69
18	21	1,34	18	0,5	0,62
19	21,5	1,5	19	0,6	1,1
20	23	1,65	20	2,2	1,6
21	22	1,8	21	2,2	1,49
22	17	1,85	22	0,7	1,51
23	7,5	1,4	23	0,5	1,47
24	2	1,1	24	0	0,6

### UTENZA CONDOMINIALE-CASO INVERNALE



**Figura 4.8:** Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza condominiale.

## UTENZA CONDOMINIALE-CASO ESTIVO

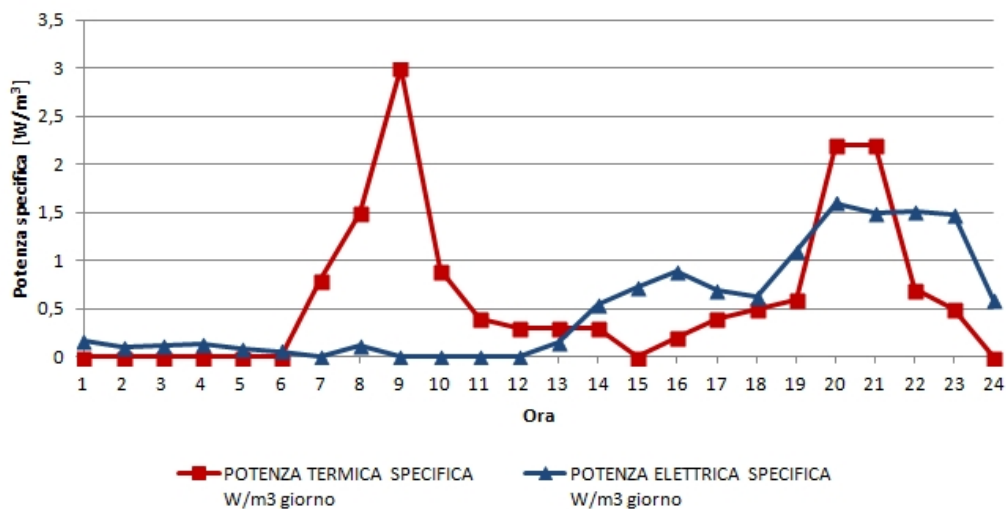


Figura 4.9: Andamento estivo dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza condominiale.

### 4.4.2.2 Tecnologie disponibili

I maggiori carichi elettrici e termici relativi all'utenza condominiale permettono la scelta di gruppi cogenerativi di taglia superiore rispetto all'utenza monofamiliare, caratterizzati da maggiori efficienze elettriche e costi specifici minori. Si riportano di seguito le caratteristiche di alcuni motori a combustione interna e alcune microturbine a gas.

Tabella 4.4: Motori a combustione interna per applicazioni condominiali.

MARCA	MODELLO	COMBUSTIBILE	$P_{el}$ (kW)	$P_{th}$ (kW)	$\eta_{el}$	$\eta_{th}$	$NO_x$ (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )
ENERGIA NOVA	TANDEM T.20	GN,GPL,G	20	46,35	0,293	0,679	31	14
Ecogen	EG30	GN,GPL,GN	30	64	0,288	0,615	250	300
Energifera	TEMA 50-70	GN	50	97	0,321	0,622	100	100
Capstone	C65	GN	65		0,29	0,50	83	
Bowman	TG80CG	GN	80		0,26	0,488	597	

## 4.5 Il settore terziario

Ci sono diverse tipologie di utenze che possono essere rappresentative del settore terziario. Questo settore è caratterizzato da una più ampia varietà di utenze, ciascuna con andamenti di carico che risultano strettamente dipendenti dallo specifico tipo di utenza considerata. In questo studio consideriamo due tipologie di utenze del settore terziario.

### 4.5.1 Utenza ospedale

L'ospedale preso in considerazione è di piccole dimensioni:

- posti letto: 140;
- volumetria: 42000 m<sup>3</sup>;
- carico termico: 2192000 kWh/anno;
- carico elettrico: 800000 kWh/anno;
- carico frigorifero: 605000 kWh/anno;
- potenza elettrica impegnata: 190 kW<sub>e</sub>;
- rapporto tra consumo termico ed elettrico [kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>e</sub>]: 2,75.

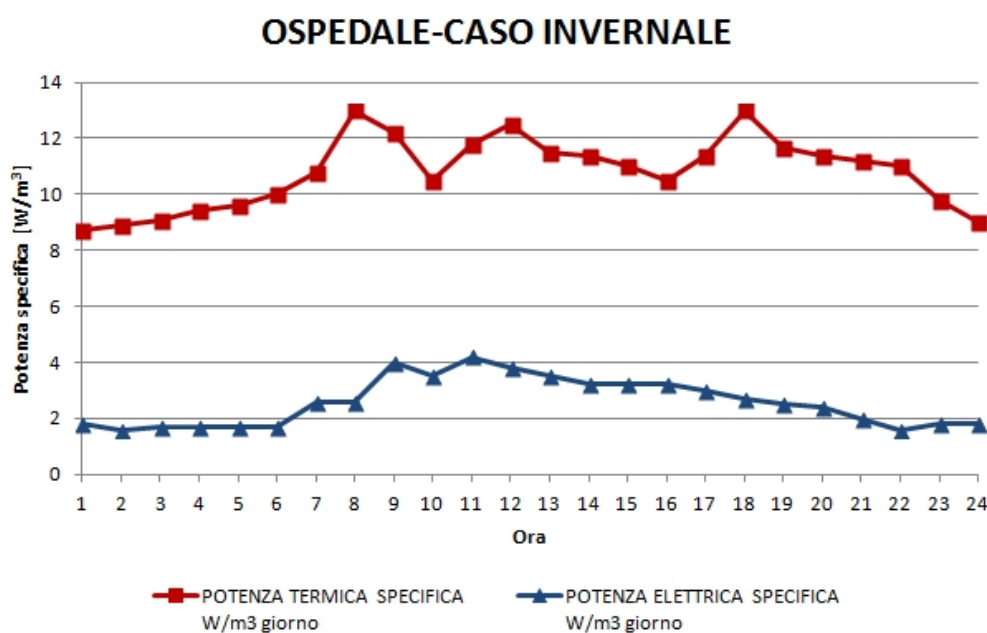
Il rapporto tra i consumi termici ed elettrici risulta intermedio (inferiore ai casi residenziali). Contribuiscono ai consumi elettrici tutte le apparecchiature elettromedicali ed elettroniche di laboratorio.

#### *4.5.1.1 Carichi caratteristici*

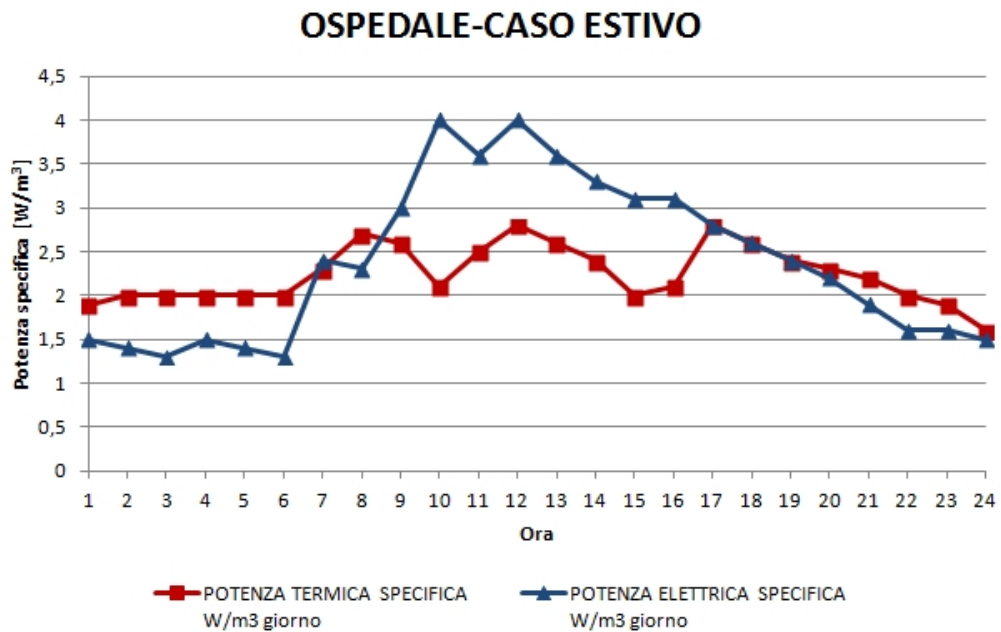
Il settore ospedaliero è sempre stato considerato uno tra i più interessanti per le applicazioni cogenerative, in quanto la domanda di energia è estesa a 24 ore al giorno e su 12 mesi all'anno, con una proporzione tra i consumi termici ed elettrici che consente un utilizzo a buoni livelli di carico per buona parte dell'anno.

**Tabella 4.5:** Andamento invernale ed estivo dei carichi relativi all'utenza ospedale.

OSPEDALE-CASO INVERNALE			OSPEDALE-CASO ESTIVO		
ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA	ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA
	W/m <sup>3</sup> giorno	W/m <sup>3</sup> giorno		W/m <sup>3</sup> giorno	W/m <sup>3</sup> giorno
1	8,7	1,8	1	1,9	1,5
2	8,9	1,6	2	2	1,4
3	9,1	1,7	3	2	1,3
4	9,4	1,7	4	2	1,5
5	9,6	1,7	5	2	1,4
6	10	1,7	6	2	1,3
7	10,8	2,6	7	2,3	2,4
8	13	2,6	8	2,7	2,3
9	12,2	4	9	2,6	3
10	10,5	3,5	10	2,1	4
11	11,8	4,2	11	2,5	3,6
12	12,5	3,8	12	2,8	4
13	11,5	3,5	13	2,6	3,6
14	11,4	3,2	14	2,4	3,3
15	11	3,2	15	2	3,1
16	10,5	3,2	16	2,1	3,1
17	11,4	3	17	2,8	2,8
18	13	2,7	18	2,6	2,6
19	11,7	2,5	19	2,4	2,4
20	11,4	2,4	20	2,3	2,2
21	11,2	2	21	2,2	1,9
22	11	1,6	22	2	1,6
23	9,8	1,8	23	1,9	1,6
24	9	1,8	24	1,6	1,5



**Figura 4.10:** Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza ospedale.



**Figura 4.11:** Andamento estivo dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza ospedale.

#### 4.5.2 Utenza centro commerciale

Dati caratteristici di un centro commerciale:

- superficie coperta: 20000 m<sup>2</sup>;
- area di vendita: 13000 m<sup>2</sup>;
- volumetria: 100000 m<sup>3</sup>;
- carico termico: 2171000 kWh/anno;
- carico elettrico: 7920000 kWh/anno;
- carico frigorifero: 1915000 kWh/anno;
- potenza elettrica impegnata: 1400 kW<sub>e</sub>;
- rapporto tra consumo termico ed elettrico [kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>e</sub>]: 0,27.

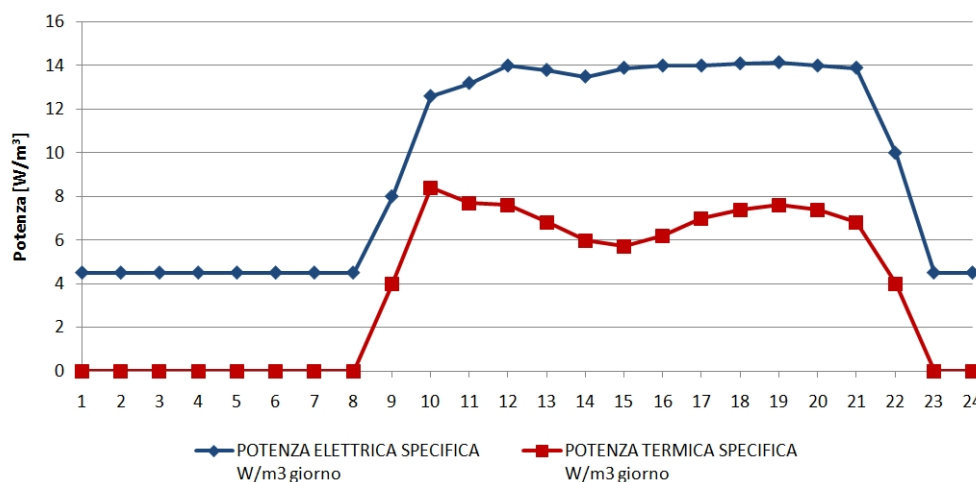
##### 4.5.2.1 Carichi caratteristici

Il fabbisogno di energia elettrica è nettamente superiore a quello di energia termica, al contrario di quanto accade per le utenze residenziali. La potenza elettrica di picco risulta inoltre molto elevata.

**Tabella 4.6:** Andamento invernale ed estivo dei carichi relativi all'utenza centro commerciale.

UTENZA CENTRO COMMERCIALE-CASO INVERNALE			UTENZA CENTRO COMMERCIALE-CASO ESTIVO		
ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	ORA	POTENZA TERMICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno	POTENZA ELETTRICA SPECIFICA W/m <sup>3</sup> giorno
1	0	4,5	1	0	5,5
2	0	4,5	2	0	5,5
3	0	4,5	3	0	5,5
4	0	4,5	4	0	5,5
5	0	4,5	5	0	5,5
6	0	4,5	6	0	5,5
7	0	4,5	7	0	6
8	0	4,5	8	0	7,2
9	4	8	9	1	10
10	8,4	12,6	10	1,2	12,5
11	7,7	13,2	11	1,1	16
12	7,6	14	12	1,1	18
13	6,8	13,8	13	1,1	16,5
14	6	13,5	14	0,9	16
15	5,7	13,9	15	0,9	15,9
16	6,2	14	16	0,9	15,8
17	7	14	17	0,9	16
18	7,4	14,1	18	1	15,7
19	7,6	14,15	19	1	15
20	7,4	14	20	0,9	13,5
21	6,8	13,9	21	0,7	12
22	4	10	22	0,5	8
23	0	4,5	23	0	5,5
24	0	4,5	24	0	5,5

### CENTRO COMMERCIALE-CASO INVERNALE



**Figura 4.12:** Andamento invernale dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza centro commerciale.

### CENTRO COMMERCIALE-CASO ESTIVO

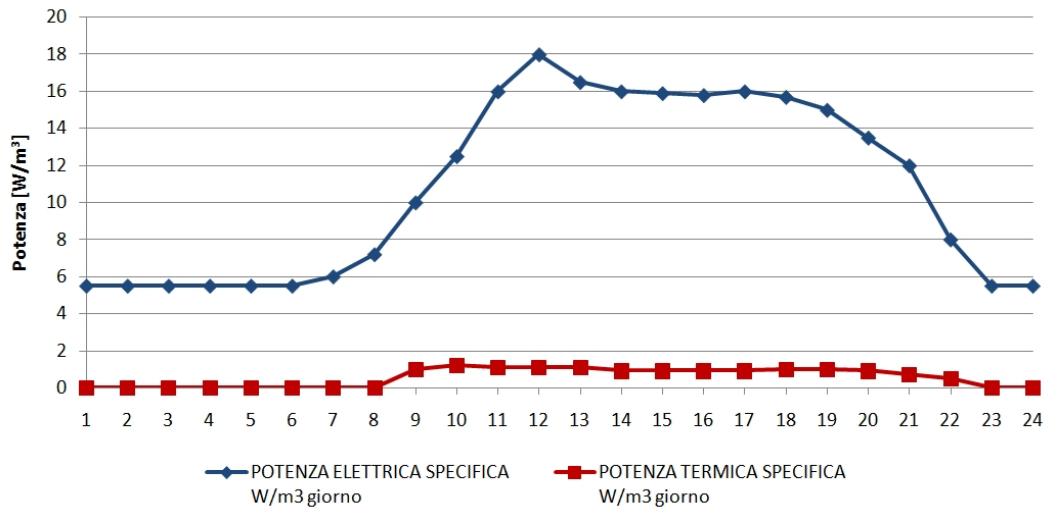


Figura 4.12: Andamento estivo dei carichi termici ed elettrici relativi all'utenza centro commerciale.



## CAPITOLO 5

### Simulazione di impianti

Il seguente studio è basato sulla simulazione di sistemi cogenerativi installati su utenze rappresentative del settore residenziale e del settore terziario, nello specifico un centro commerciale ed un ospedale di media grandezza. I modelli sono stati implementati mediante l'utilizzo del programma Simulink, per una valutazione sulle prestazioni energetiche e ambientali.

Le taglie utilizzate considerate sono quelle relative a macchine cogenerative adatte al soddisfacimento del fabbisogno energetico, sia elettrico che termico, di ciascuna utenza. Le macchine utilizzate nella simulazione sono presenti nel mercato.

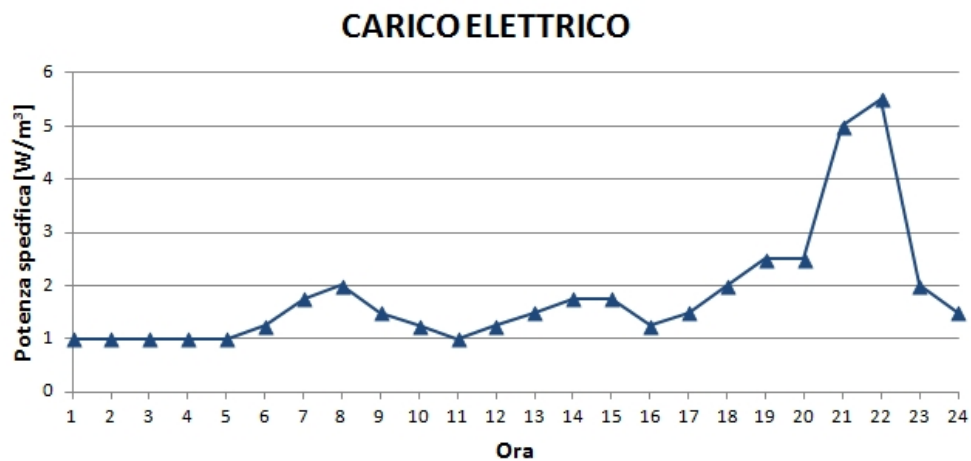
Lo studio mira al confronto tra un impianto tradizionale, dove l'energia termica è prodotta da una caldaia o un insieme di caldaie tradizionali e l'energia elettrica viene comprata dalla rete, e un impianto cogenerativo, in cui è presente la macchina cogenerativa, la caldaia ausiliaria in grado di sopperire ai picchi termici, e un serbatoio di accumulo: in questo caso l'energia termica è prodotta dal cogeneratore e dalla caldaia ausiliaria e l'energia elettrica è prodotta dal cogeneratore o può essere acquistata dalla rete.

## 5.1 Simulink

### 5.1.1 Parametri di input

Per la simulazione del sistema cogenerativo dotato di caldaia ausiliaria e di accumulo termico, è opportuno considerare le variabili che regolano il funzionamento del sistema, elencate per punti nella parte seguente.

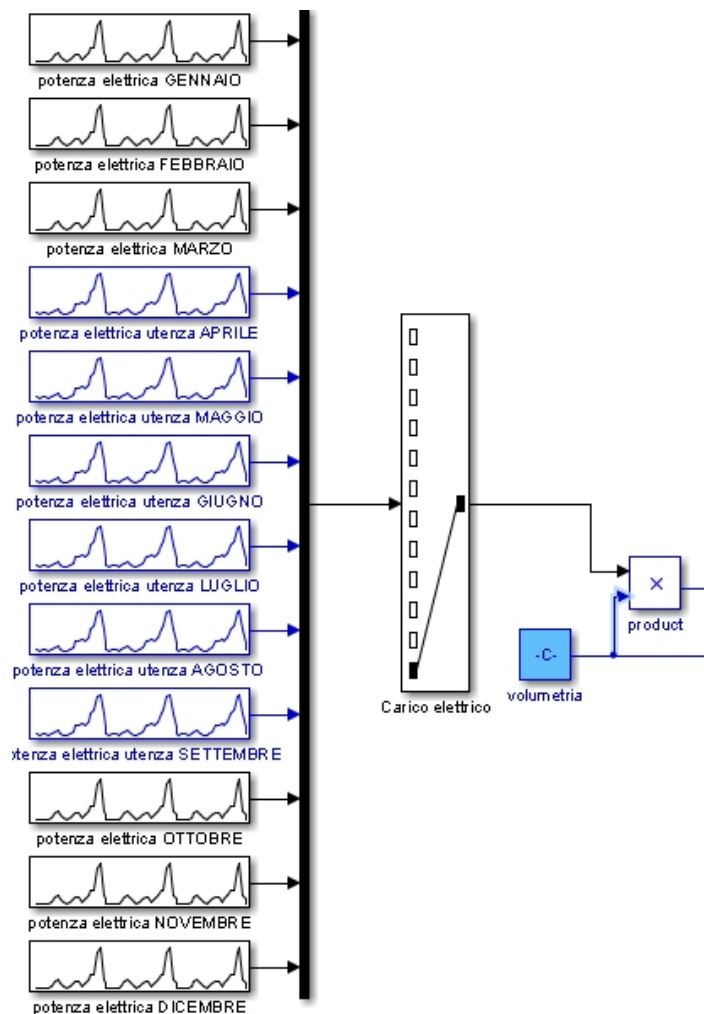
- **Carico elettrico:** è il carico elettrico tipico dell'utenza. Nel capitolo precedente sono stati illustrati vari esempi di carichi elettrici, sia invernali che estivi, tipici di ogni utenza. Può essere soddisfatto mediante acquisto dalla rete esterna o produzione elettrica da parte del cogeneratore.



*Figura 5.1: Esempio di profilo di carico elettrico.*

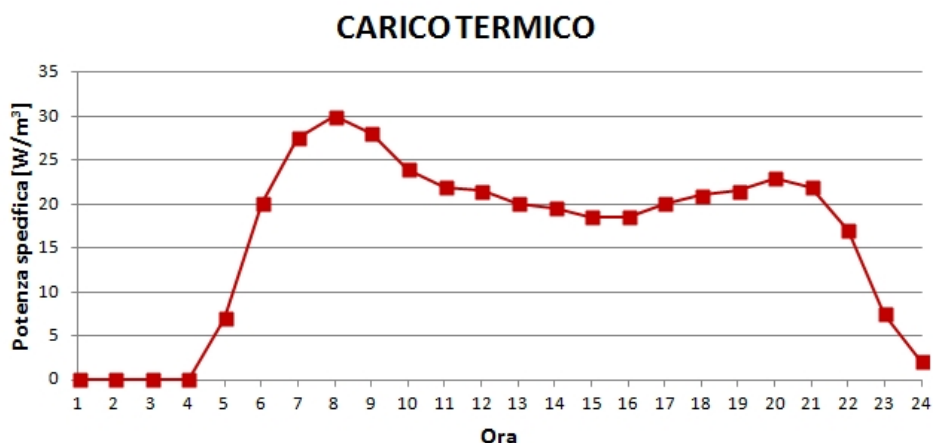
Nel programma di simulazione vengono inseriti dei diagrammi di carico elettrico, tramite dei blocchi "Repeating table", dove vengono indicati i valori temporali (time values) e i valori della potenza specifica in  $W/m^3$  per ogni valore temporale (output values). Tale blocco verrà poi moltiplicato, tramite un blocco "constant", per la volumetria dell'utenza che si decide di analizzare, in modo da avere il carico elettrico e quindi la potenza elettrica in W tipica per ogni utenza.

Ogni mese avrà il suo tipico diagramma di carico elettrico e tramite un blocco "selector" si può selezionare il mese che si vuole simulare.



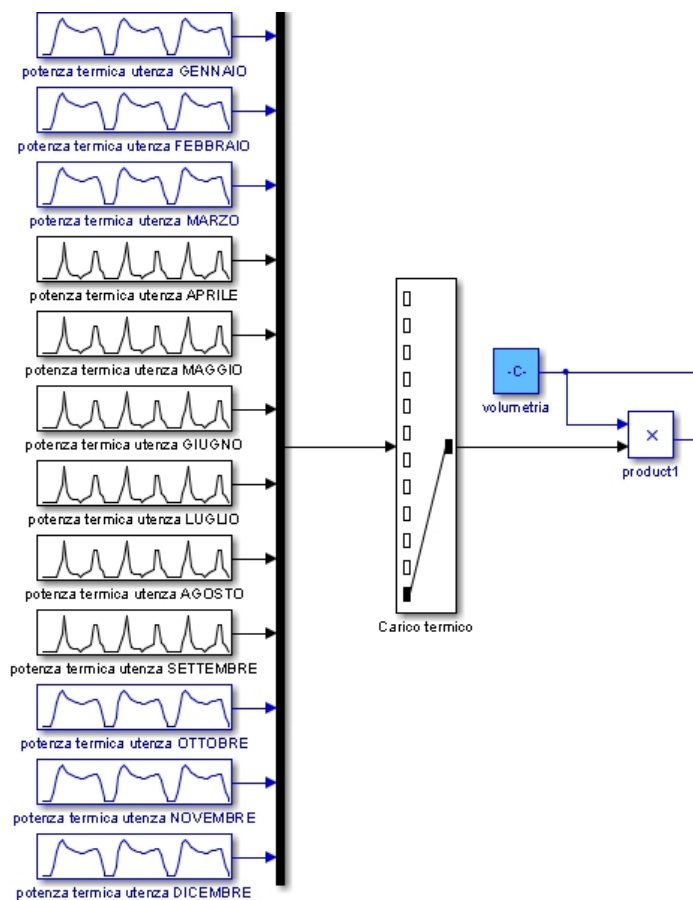
**Figura 5.2:** Esempio blocchi carico elettrico.

- Carico termico: è il carico termico tipico dell'utenza. Nel capitolo precedente sono stati illustrati vari esempi di carichi termici, sia invernali che estivi, tipici di ogni utenza. Può essere soddisfatto mediante produzione di calore da parte del cogeneratore o della caldaia oppure da entrambi.



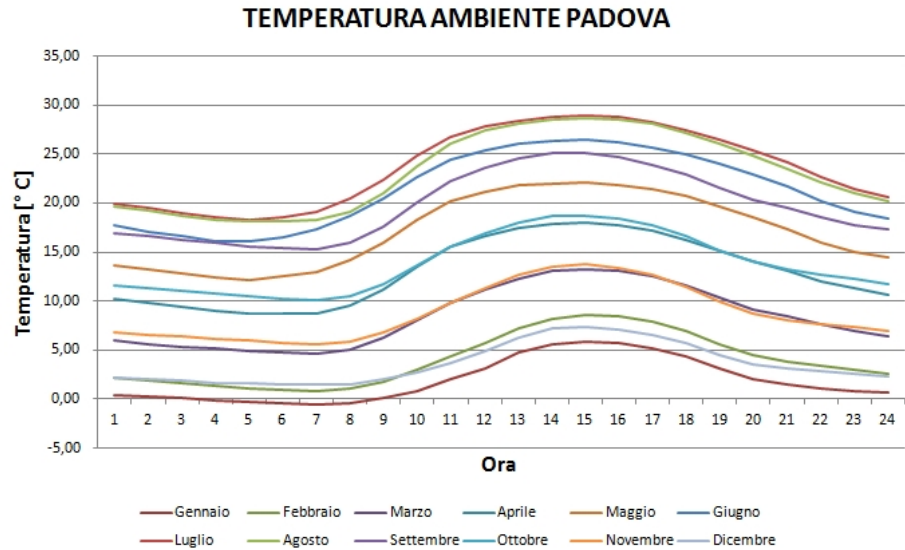
**Figura 5.3:** Esempio di profilo di carico termico.

Come nel caso del carico elettrico, vengono inseriti dei diagrammi di carico termico tramite dei blocchi “repeating table”, che verranno moltiplicati, tramite un blocco “constant”, per la volumetria dell’utenza. Come nel caso precedente, ogni mese ha il suo diagramma di carico termico ed è possibile selezionare il mese che si vuole simulare tramite un blocco “selector”.



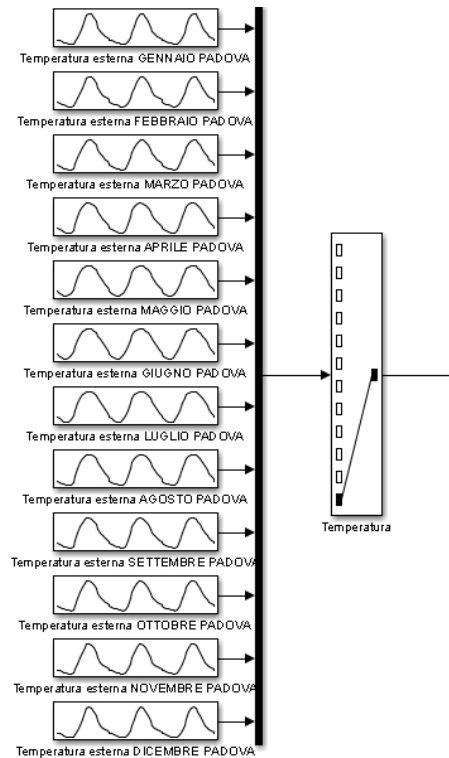
**Figura 5.4:** Esempio blocchi carico elettrico.

- **Temperatura esterna:** è la temperatura dell'aria esterna tipica del luogo in cui è installata la macchina cogeneratrice. Serve per calcolare il calore disperso dal serbatoio d'accumulo.



**Figura 5.5:** Temperatura dell'aria esterna di Padova

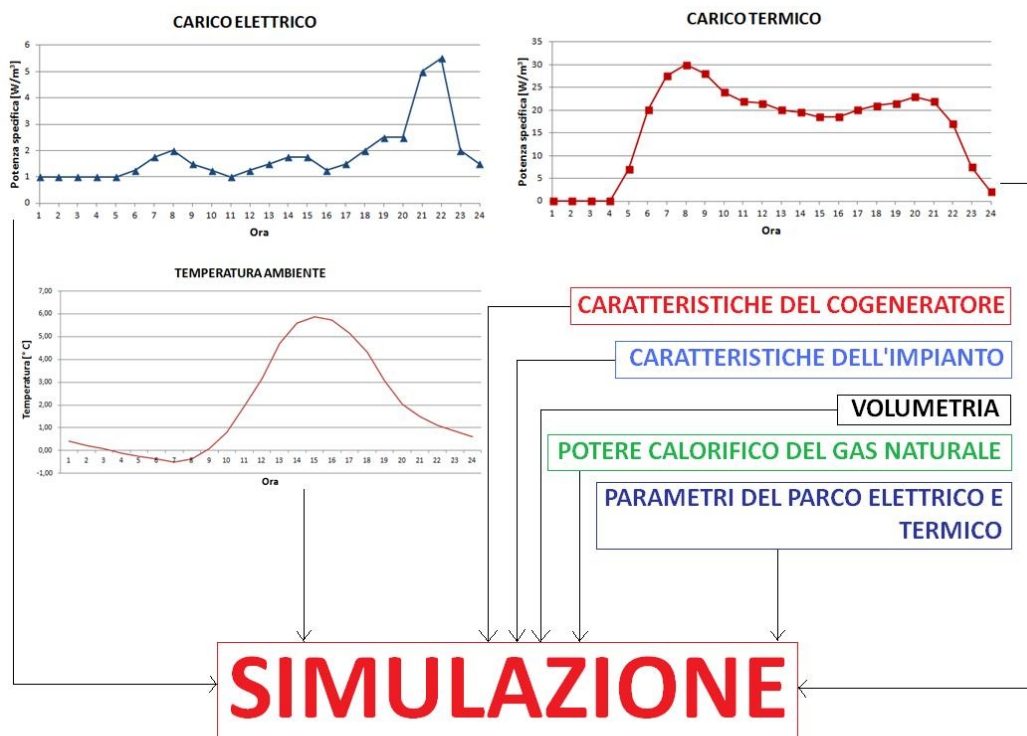
Anche nel caso della temperatura esterna vengono inseriti i dati in un blocco “repeating table” e tramite un blocco “selector” si seleziona il mese desiderato per la simulazione.



**Figura 5.6:** Esempio blocchi temperatura dell'aria esterna.

- **Caratteristiche del cogeneratore:** nel programma Simulink devono essere inserite le caratteristiche del cogeneratore. Nello specifico si devono inserire:
  1. la *taglia del cogeneratore*, quindi la potenza elettrica nominale della macchina;
  2. il *rapporto calore/elettricità* a potenza nominale del cogeneratore;
  3. il *rendimento elettrico* del cogeneratore nominale;
  4. le *emissioni di inquinanti* tipiche del cogeneratore. In questo studio si vogliono analizzare le emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto.
  
- **Caratteristiche dell'impianto:** sono i dati di input degli altri componenti. Nello specifico si devono inserire:
  1. la *taglia della caldaia tradizionale*, che si suppone possa coprire il picco di richiesta termica quando ce n'è bisogno o quando il cogeneratore è spento;
  2. il *volume del serbatoio* di accumulo espresso in m<sup>3</sup>.
  
- **Volumetria** dell'utenza, espressa in m<sup>3</sup>.
- **Potere calorifico inferiore del gas naturale**, espresso in kWh/Nm<sup>3</sup>.
- **Parametri caratteristici del parco elettrico e termico italiano:**
  1. *rendimento del parco elettrico italiano*;
  2. *emissioni del parco elettrico italiano*. Nello specifico emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto;
  3. *rendimento del parco termico italiano*;
  4. *emissioni del parco termico italiano*. Nello specifico emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto;

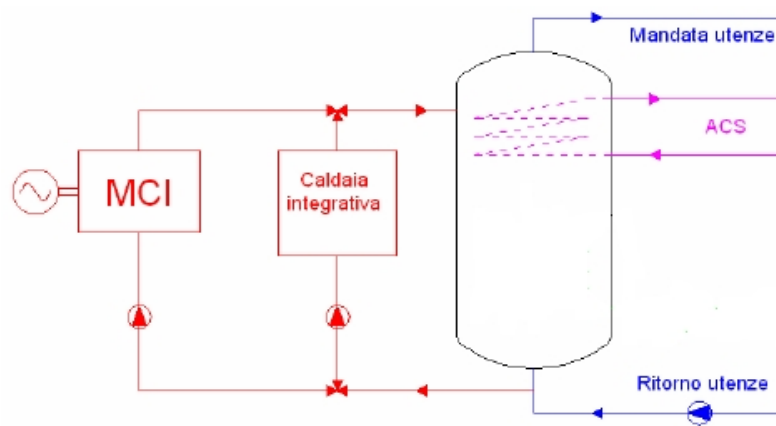
Una volta forniti questi dati di input, il programma può procedere alla simulazione. Il tempo di simulazione è a discrezione dell'utente: si può simulare il comportamento dell'impianto per un giorno, come per l'intero mese scelto o per un intero anno.



*Figura 5.7: Input del modello di simulazione.*

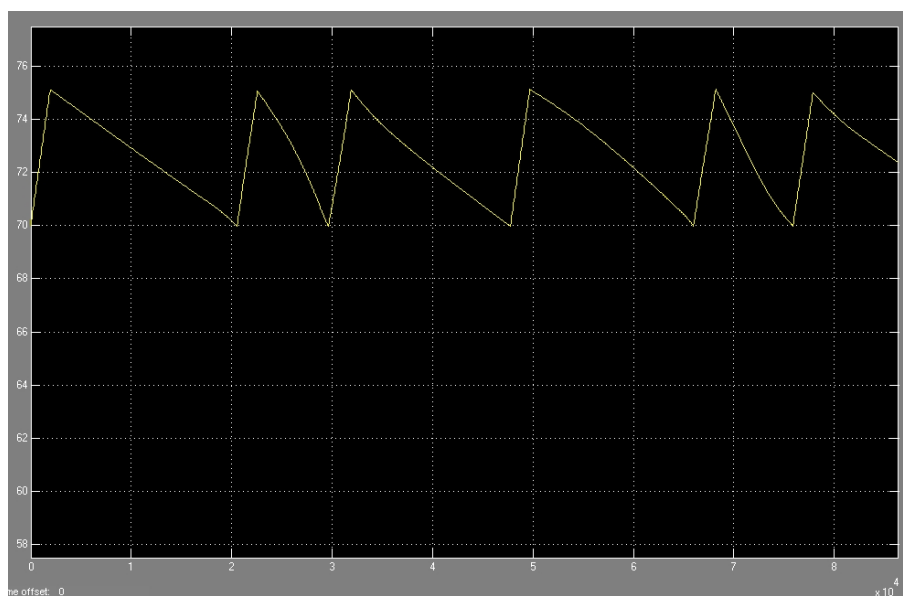
### 5.1.2 Descrizione del programma

L'impianto che Simulink analizza è composto da una macchina cogenerativa, da una caldaia ausiliaria e da un serbatoio d'accumulo. La produzione di calore quindi può avvenire tramite il funzionamento del cogeneratore, della caldaia o di entrambi: ci si aspetta che nei periodi di minor carico termico sarà il cogeneratore a funzionare, mentre nei periodi di maggiore carico termico esso funzionerà insieme alla caldaia ausiliaria. La produzione di energia elettrica avviene per mezzo del cogeneratore, oppure può essere importata dalla rete. Lo schema è rappresentato nella figura seguente.



**Figura 5.8:** Schema dell'impianto simulato.

Il parametro principale per la definizione del programma giornaliero di funzionamento del sistema è costituito dalla temperatura dell'acqua dell'impianto. Anche il range di temperatura dell'acqua è a discrezione dell'utente. In questo studio si è scelto di mantenere l'acqua ad una temperatura che va dai 60° C ai 75° C. A livello indicativo essa non dovrà mai superare i 100° C, temperatura di ebollizione, soprattutto nelle utenze residenziali, visto che la presenza di vapore nell'impianto risulterebbe indesiderata. Il limite inferiore di temperatura è 60° C, che sebbene risulti sovrastimato, permette sempre un buon apporto di calore per il riscaldamento dell'utenza e per l'acqua calda sanitaria. Ciò non toglie che tali limiti possono essere cambiati, per esempio nelle nuove caldaie a condensazione il limite inferiore di temperatura dell'acqua per il riscaldamento risulta essere all'incirca 50° C. L'andamento di temperatura giornaliero dell'acqua dell'impianto per un utenza residenziale può essere quello riportato qui sotto, visualizzabile tramite un blocco "scope".



**Figura 5.9:** Esempio dell'andamento di temperatura giornaliero dell'acqua dell'impianto.

In questo grafico l'asse delle ascisse rappresenta il tempo, espresso in secondi, mentre l'asse delle ordinate rappresenta la temperatura, espressa in gradi Celsius.

### 5.1.3 Bilancio energetico e calcolo della temperatura

Per il calcolo della temperatura dell'acqua all'interno del serbatoio, viene impostato un bilancio di energia del serbatoio, come sommatoria tra apporti di calore e detrazioni di calore: gli apporti sono la potenza termica generata dalla macchina termica e la potenza termica generata dalla caldaia ausiliaria; le detrazioni risultano essere la potenza termica richiesta dall'utenza e la potenza termica dispersa dal serbatoio.

Il bilancio di energia è dunque il seguente:

$$\frac{dU(t)}{dt} = \dot{Q}_{cog}(t) + \dot{Q}_c(t) - \dot{Q}_u(t) - \dot{Q}_d(t)$$

Dove:

- $\frac{dU(t)}{dt}$  è la derivata dell'energia sul tempo;
- $\dot{Q}_{cog}(t)$  è la potenza termica generata dal cogeneratore in funzione del tempo;
- $\dot{Q}_c(t)$  è la potenza termica generata dalla caldaia in funzione del tempo;
- $\dot{Q}_u(t)$  è la potenza termica richiesta dall'utenza in funzione del tempo;
- $\dot{Q}_d(t)$  è la potenza termica dispersa dal serbatoio in funzione del tempo.

Le potenze termiche  $\dot{Q}_{cog}$  e  $\dot{Q}_c$ , rispettivamente generate dal cogeneratore e della caldaia, vengono calcolate dal programma Simulink, mentre la potenza termica  $\dot{Q}_u$  richiesta dall'utenza viene calcolata prendendo i grafici relativi al carico termico specifico richiesto in  $W/m^3$ , moltiplicati per la volumetria dell'utenza considerata.

La potenza termica  $\dot{Q}_d$  dispersa dal serbatoio è funzione del coefficiente di scambio termico globale  $K$ ,  $0,002 \text{ kW}/(m^2K)$ , della superficie, che si calcola moltiplicando il rapporto superficie-volume con il volume, e dalla differenza di temperatura tra la temperatura dell'acqua all'interno del serbatoio e la temperatura dell'aria esterna, secondo la legge:

$$Q_d(t) = K \cdot \frac{S}{V} \cdot V \cdot (T(t) - T_e(t)).$$

Ritornando all'equazione del bilancio di energia, si considera che il primo membro, cioè la derivata dell'energia sul tempo, può essere scritto anche nel modo seguente:

$$\frac{dU(t)}{dt} = \rho \cdot V \cdot c \cdot \frac{dT(t)}{dt}.$$

Dove:

- $\frac{dU(t)}{dt}$  è la derivata dell'energia sul tempo;
- $\rho$  è la densità dell'acqua, ritenuta costante, pari a  $1000 \text{ kg/m}^3$ ;
- $V$  è il volume del serbatoio espresso in  $\text{m}^3$ ;
- $c$  è il calore specifico dell'acqua, ritenuto costante, pari a  $4,186 \text{ kJ/(kg K)}$ ;
- $\frac{dT(t)}{dt}$  è la derivata della temperatura sul tempo.

Eguagliando il secondo membro di quest'ultima equazione con il secondo membro dell'equazione del bilancio di energia, si ottiene:

$$\frac{dT(t)}{dt} = \frac{\sum \dot{Q}(t)}{\rho \cdot V \cdot c} ,$$

dove con  $\sum \dot{Q}(t)$  si intende la sommatoria degli apporti e detrazioni di calore nel serbatoio.

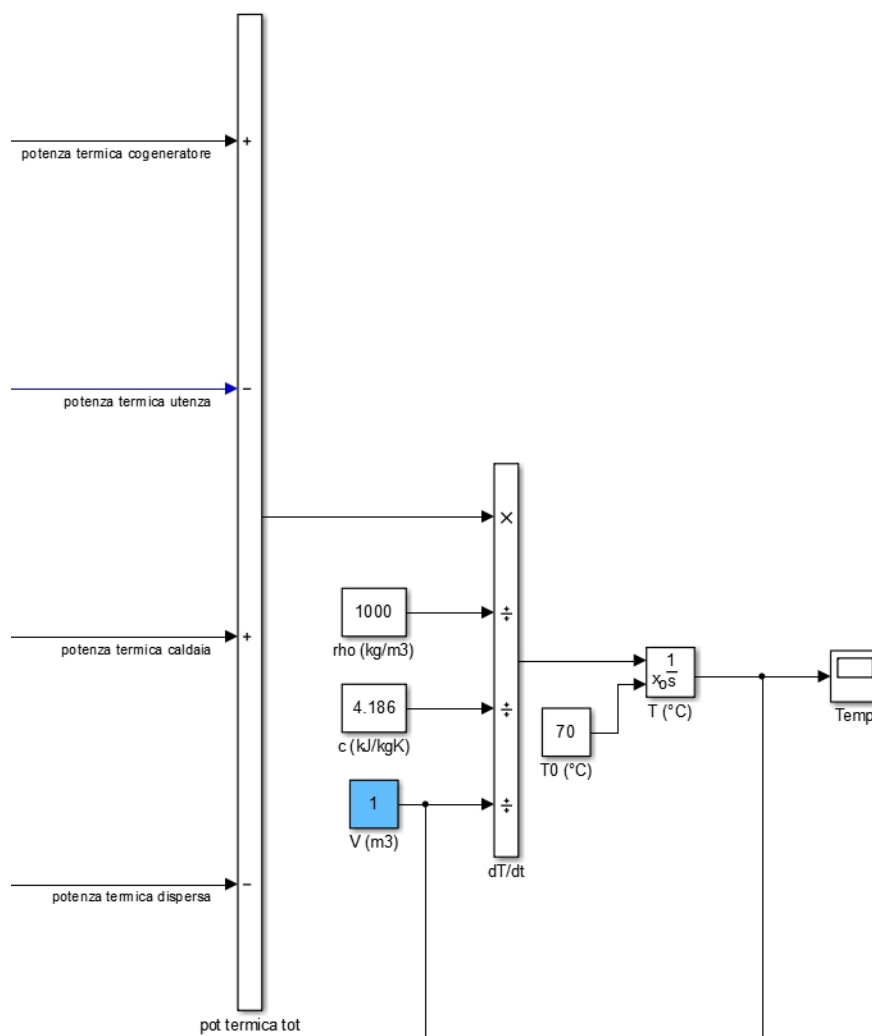
Da quest'ultima equazione, integrando in funzione del tempo, si ottiene la temperatura dell'acqua del serbatoio:

$$T(t) = T_0 + \int_0^t \frac{\sum \dot{Q}(t)}{\rho \cdot V \cdot c} dt ,$$

dove  $T_0$  è la temperatura iniziale dell'acqua.

Tutto questo nel programma Simulink viene realizzato con blocchi "Add", "Product", "Constant", "Integrator". I blocchi "Add" permettono di eseguire addizioni e/o sottrazioni, i blocchi "Product" permettono di eseguire moltiplicazioni e/o divisioni, i blocchi "Constant" permettono di inserire delle costanti come per esempio il calore specifico dell'acqua e i blocchi "Integrator" permettono di eseguire gli integrali. La temperatura dell'acqua, come detto in precedenza, viene visualizzata graficamente tramite un blocco "Scope".

L'immagine sottostante mostra lo schema a blocchi delle operazioni descritte in precedenza.



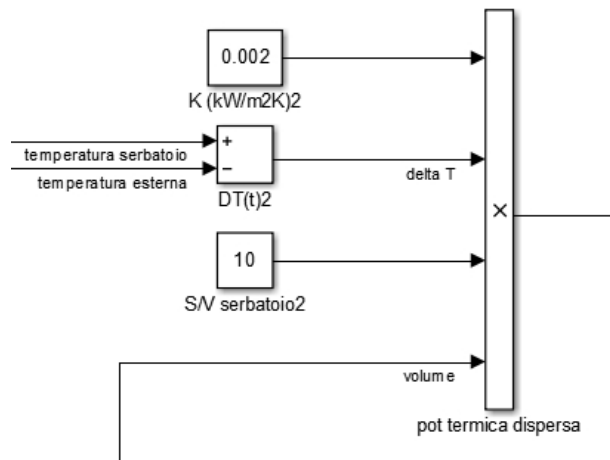
**Figura 5.10:** Schema a blocchi del bilancio energetico e del calcolo della temperatura.

#### 5.1.4 Temperatura dell'aria esterna

Merita una breve parentesi il calcolo della temperatura dell'aria esterna. Come visto in precedenza essa serve per il calcolo della potenza termica dispersa dal serbatoio di accumulo, secondo l'equazione:

$$Q_d(t) = K \cdot \frac{S}{V} \cdot V \cdot (T(t) - T_e(t)).$$

In Simulink tale espressione viene realizzata nel modo illustrato nella figura sottostante.



**Figura 5.11:** Schema a blocchi per il calcolo della potenza termica dispersa.

La temperatura dell'aria esterna, come detto in precedenza, è un dato in input e viene inserita tramite un blocco "Repeating table". Nel programma Simulink vi sono inseriti dodici andamenti della temperatura dell'aria esterna, uno per ogni mese dell'anno.

La metodologia usata per il calcolo del profilo giornaliero delle temperature esterne è quella presente nello scritto "Procedura per la valutazione dell'andamento orario delle temperature nel giorno medio mensile" di L. Schibuola e P. Romagnoni.

I due autori hanno utilizzato un metodo empirico, utilizzando le medie CNR ottenute dai dati reali registrati. Hanno utilizzato i profili giornalieri CNR disponibili per 22 località distribuite sul territorio nazionale per valutare i coefficienti correttivi  $p_h$ . Per ogni mese  $j$ , si è calcolato il  $p_{h,j}$  orario medio aritmetico su 22 valori di  $p_{h,j}$  ricavati per ogni giorno medio mensile alla stessa ora  $h$ .

Per il calcolo dei coefficienti correttivi  $p_{h,j}$  si è suddiviso il territorio nazionale in due zone:

- ZONA A: Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Liguria, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana, Marche, Sardegna;
- ZONA B: Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Basilicata, Calabria, Sicilia.

La tabella sottostante riporta i coefficienti correttivi tipici della zona A.

**Tabella 5.1: Coefficienti correttivi tipici della zona A.**

Coefficients $p_h$ per la zona A												
ORA	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1	-0,23	-0,23	-0,27	-0,29	-0,34	-0,34	-0,34	-0,32	-0,28	-0,25	-0,25	-0,23
2	-0,26	-0,27	-0,32	-0,34	-0,39	-0,4	-0,38	-0,36	-0,31	-0,28	-0,27	-0,25
3	-0,28	-0,31	-0,35	-0,38	-0,43	-0,44	-0,43	-0,41	-0,34	-0,32	-0,3	-0,28
4	-0,31	-0,34	-0,37	-0,42	-0,47	-0,49	-0,47	-0,44	-0,38	-0,35	-0,33	-0,31
5	-0,33	-0,37	-0,4	-0,45	-0,49	-0,5	-0,49	-0,46	-0,41	-0,38	-0,35	-0,33
6	-0,35	-0,39	-0,41	-0,46	-0,46	-0,46	-0,47	-0,46	-0,43	-0,4	-0,38	-0,35
7	-0,37	-0,41	-0,43	-0,45	-0,41	-0,38	-0,41	-0,45	-0,44	-0,42	-0,39	-0,35
8	-0,35	-0,38	-0,38	-0,37	-0,29	-0,25	-0,29	-0,37	-0,38	-0,38	-0,36	-0,34
9	-0,28	-0,28	-0,24	-0,19	-0,11	-0,08	-0,11	-0,19	-0,21	-0,24	-0,24	-0,26
10	-0,17	-0,13	-0,04	0,06	0,12	0,13	0,11	0,06	0,03	-0,02	-0,07	-0,14
11	0,01	0,05	0,16	0,27	0,31	0,3	0,29	0,28	0,26	0,2	0,13	0,02
12	0,19	0,22	0,31	0,39	0,41	0,39	0,39	0,4	0,39	0,35	0,3	0,21
13	0,43	0,41	0,44	0,47	0,47	0,45	0,45	0,47	0,49	0,48	0,48	0,44
14	0,57	0,53	0,53	0,52	0,49	0,48	0,48	0,5	0,54	0,55	0,58	0,58
15	0,61	0,58	0,55	0,53	0,5	0,49	0,49	0,51	0,54	0,56	0,6	0,61
16	0,59	0,57	0,54	0,5	0,48	0,47	0,48	0,5	0,5	0,53	0,56	0,57
17	0,5	0,5	0,47	0,44	0,43	0,42	0,43	0,46	0,42	0,44	0,47	0,47
18	0,37	0,38	0,37	0,35	0,36	0,35	0,36	0,38	0,32	0,32	0,33	0,34
19	0,18	0,21	0,23	0,23	0,26	0,26	0,27	0,27	0,19	0,16	0,14	0,15
20	0,02	0,07	0,09	0,11	0,14	0,15	0,16	0,16	0,07	0,03	-0,01	0
21	-0,06	-0,02	0	0,01	0,02	0,04	0,05	0,04	-0,02	-0,06	-0,09	-0,08
22	-0,12	-0,08	-0,09	-0,1	-0,11	-0,1	-0,09	-0,09	-0,11	-0,12	-0,14	-0,12
23	-0,16	-0,13	-0,16	-0,18	-0,21	-0,21	-0,2	-0,19	-0,19	-0,18	-0,18	-0,16
24	-0,2	-0,18	-0,22	-0,25	-0,27	-0,28	-0,28	-0,27	-0,24	-0,23	-0,23	-0,2

I coefficienti correttivi  $p_{h,j}$  servono per il calcolo dei profili medi della temperatura esterna tipici per ogni mese e per le rispettive località, tramite la seguente formula:

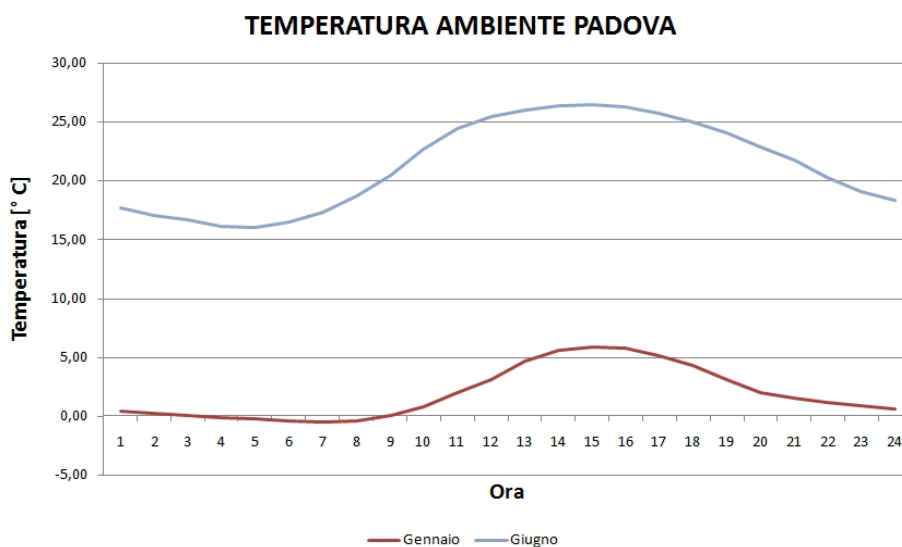
$$t_{h,j} = t_{med,j} + p_{h,j} \cdot \Delta t_j$$

dove  $t_{med,j}$  è la temperatura media giornaliera e  $\Delta t_j$  è la relativa escursione giornaliera nel mese  $j$ .

Si riportano qui sotto i valori di  $t_{med,j}$  e  $\Delta t_j$  di Padova a titolo di esempio.

**Tabella 5.2: Valori di  $t_{med,j}$  e  $\Delta t_j$  di Padova.**

Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno	
$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$
1,9	6,5	4,0	7,8	8,4	8,8	13,0	9,4	17,1	10,0	21,3	10,5
Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre	
$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$	$t_{med}$	$\Delta t$
23,6	10,8	23,1	10,8	19,7	10,0	13,8	8,8	8,8	8,2	3,6	6,2



**Figura 5.12:** Esempio di temperatura ambiente.

### 5.1.5 Parametri di output

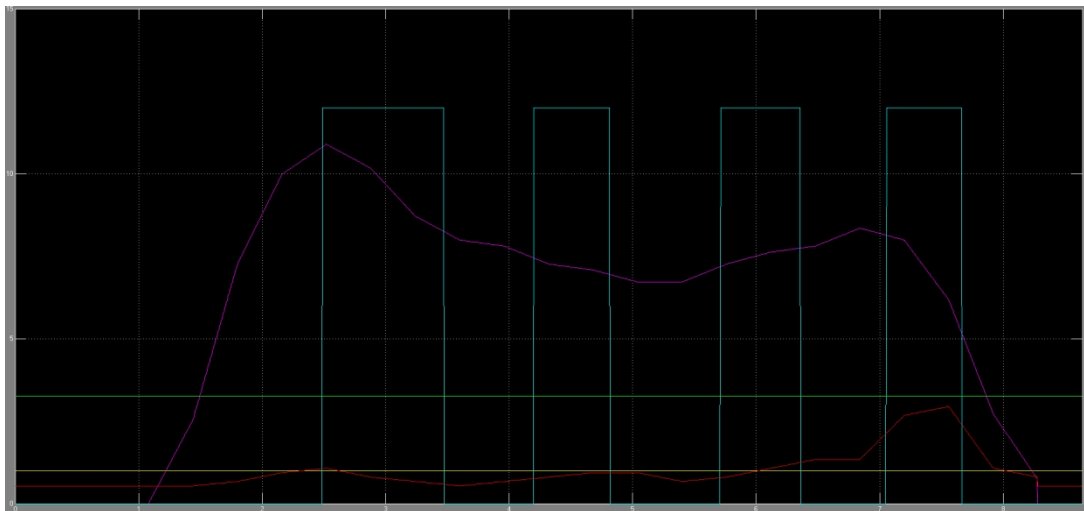
Il modello Simulink simula il comportamento dell'impianto descritto in precedenza e fornisce, per ogni ora del periodo di tempo studiato, i seguenti parametri di output:

- l'energia elettrica prodotta dalla macchina cogenerativa espressa in kWh;
- l'energia termica utile prodotta dalla macchina cogenerativa espressa in kWh;
- l'energia termica dissipata dalla macchina cogenerativa espressa in kWh;
- l'energia primaria utilizzata dalla macchina cogenerativa indicata con il simbolo  $F_{chp}$  ed espressa in kWh;
- l'energia elettrica prodotta dalla macchina cogenerativa, che viene esportata nella rete, espressa in kWh;
- l'energia elettrica prodotta dalla macchina cogenerativa, che viene autoconsumata, espressa in kWh;
- l'energia elettrica acquistata dalla rete espressa in kWh;
- l'energia primaria utilizzata dal parco elettrico nazionale per produrre l'energia che viene acquistata, espressa in kWh;
- l'energia termica prodotta dalla caldaia ausiliaria espressa in kWh;
- l'energia primaria utilizzata dalla caldaia ausiliaria per la produzione di energia termica, espressa in kWh;
- le emissioni di anidride carbonica ( $CO_2$ ) prodotte dalla macchina cogenerativa, espresse in kg;
- le emissioni di ossidi di azoto ( $NO_x$ ) prodotte dalla macchina cogenerativa, espresse in kg;

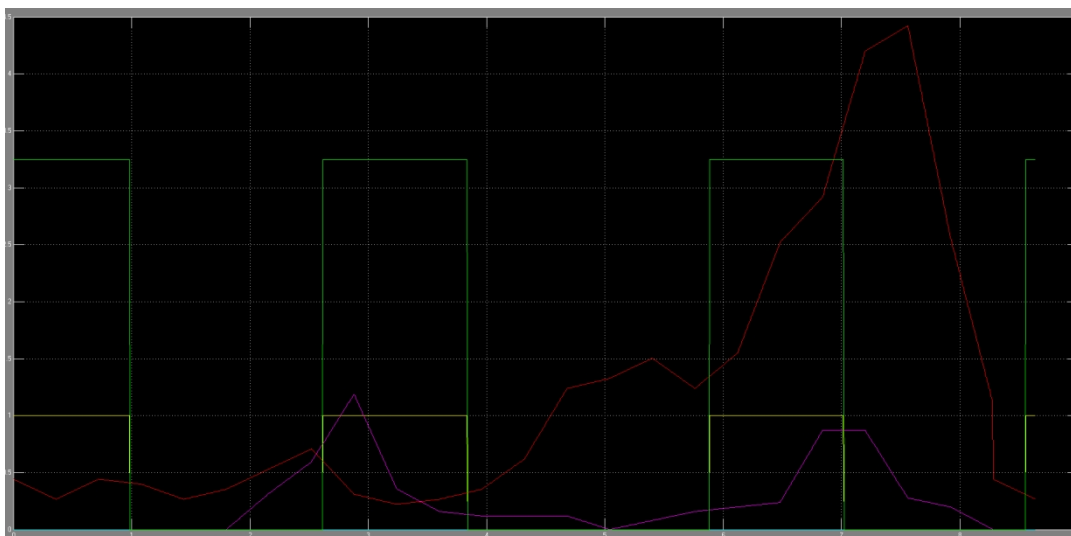
- le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) prodotte dal parco elettrico nazionale, espresse in kg;
- le emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) prodotte dal parco elettrico nazionale, espresse in kg;
- le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) prodotte dalla caldaia ausiliaria, espresse in kg;
- le emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) prodotte dalla caldaia ausiliaria, espresse in kg.

Come si vede dall'elenco una parte di dati di output riguarda l'energia e una parte riguarda le emissioni. I dati che riguardano l'energia vengono successivamente utilizzati per il calcolo del rendimento globale della macchina cogenerativa, della Primary Energy Saving (PES), del Risparmio di Energia Primaria (RISP), dei Certificati Bianchi (CB), come viene descritto nel DM Settembre 2011, e per fare delle valutazioni economiche.

Oltre ai dati numerici il programma Simulink fornisce a livello grafico, tramite un blocco "Scope" i carichi elettrici e termici dell'utenza e il funzionamento della macchina cogenerativa e della caldaia durante tutto il periodo di simulazione deciso dall'utente. Qui sotto vengono riportati due esempi di grafico, uno rappresentante una giornata invernale tipica di un'utenza monofamiliare e l'altro rappresentante una giornata estiva tipica di un'utenza monofamiliare.



**Figura 5.13:** Esempio di grafico rappresentante una giornata invernale.



**Figura 5.14:** Esempio di grafico rappresentante una giornata estiva.

La curva rossa indica il carico elettrico richiesto dall'utente, la curva viola indica il carico termico richiesto dall'utente, la curva gialla indica la potenza elettrica prodotta dalla macchina cogenerativa, la curva verde indica la potenza termica prodotta dalla macchina cogenerativa e la curva azzurra indica la potenza termica prodotta dalla caldaia ausiliaria.

Come si osserva nel secondo grafico non interviene la caldaia ausiliaria, visto che il carico termico richiesto dall'utente (curva viola) è molto basso. Tutta la richiesta termica viene prodotta dalla macchina cogenerativa.

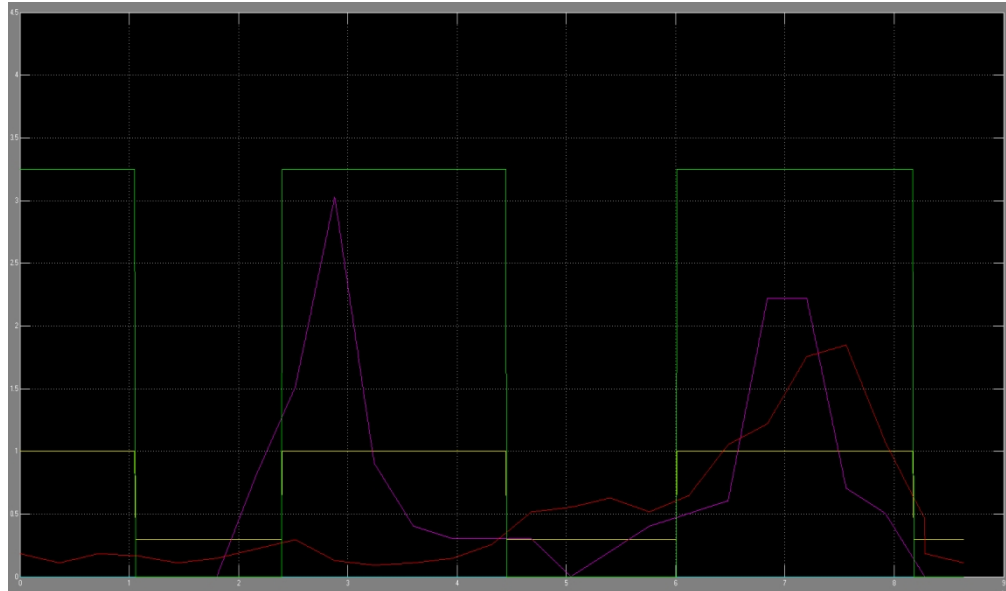
#### 5.1.6 Funzionamento della macchina cogenerativa e sistemi di controllo

Il programma di simulazione è molto flessibile per quanto riguarda la scelta di funzionamento della macchina cogenerativa e in generale dell'intero impianto. I parametri di input possono essere modificati in modo semplice e intuitivo dall'utente, che può decidere liberamente come far funzionare l'impianto.

In questo studio si è deciso di analizzare tre metodi di funzionamento della macchina cogenerativa, qui di seguito elencati:

1. **FUNZIONAMENTO CON DISSIPAZIONE:** la macchina cogenerativa funziona sempre nell'arco dell'intero periodo di simulazione, dissipando la parte dell'energia termica che farebbe alzare la temperatura dell'acqua del serbatoio a temperature superiori da quella limite pre-impostata. La macchina termica, sempre a discrezione dell'utente, può funzionare a pieno carico oppure a carico parziale (si possono

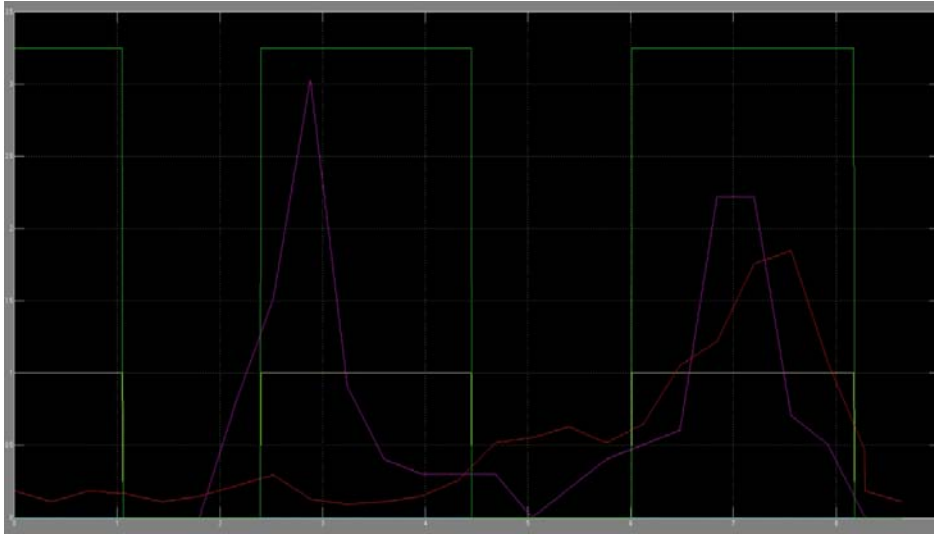
impostare in questo caso solo due valori di funzionamento della macchina, come per esempio 100% del carico e 30% del carico).



**Figura 5.15:** Esempio di funzionamento con dissipazione termica.

In questa figura si può osservare come la macchina funzioni sempre durante tutto il periodo di simulazione, o a pieno carico o al 30% del carico (curva gialla). L'energia termica che non serve all'impianto viene dissipata, infatti si può osservare che la curva verde, la quale indica l'energia termica utile all'impianto, assume valore zero diverse volte durante il periodo di simulazione.

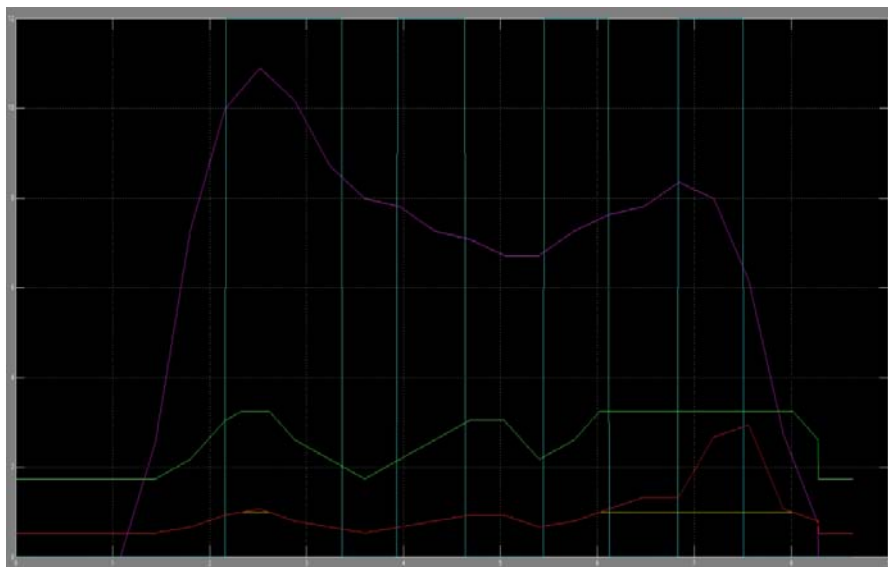
- **FUNZIONAMENTO SENZA DISSIPAZIONE:** la macchina termica non funziona sempre durante il periodo di simulazione, essa si spegne quando l'energia termica prodotta fa innalzare la temperatura del serbatoio fino alla temperatura limite superiore impostata dall'utente e si accende quando la temperatura del serbatoio raggiunge la temperatura limite inferiore, sempre impostata dall'utente. In questo modo non vi sarà dissipazione di energia termica, perché la macchina funziona solo quando serve e di conseguenza sarà maggiore l'energia elettrica acquistata dalla rete. In questo studio si è scelto di far lavorare la macchina a pieno carico, per avere sempre il maggior rendimento possibile, ma ciò non toglie che si possa decidere di far funzionare la macchina anche a carico parziale.



**Figura 5.16:** Esempio di funzionamento senza dissipazione termica.

In questa figura si può osservare come la macchina funzioni sempre: sia la curva gialla, sia la curva verde assumono diverse volte il valore zero.

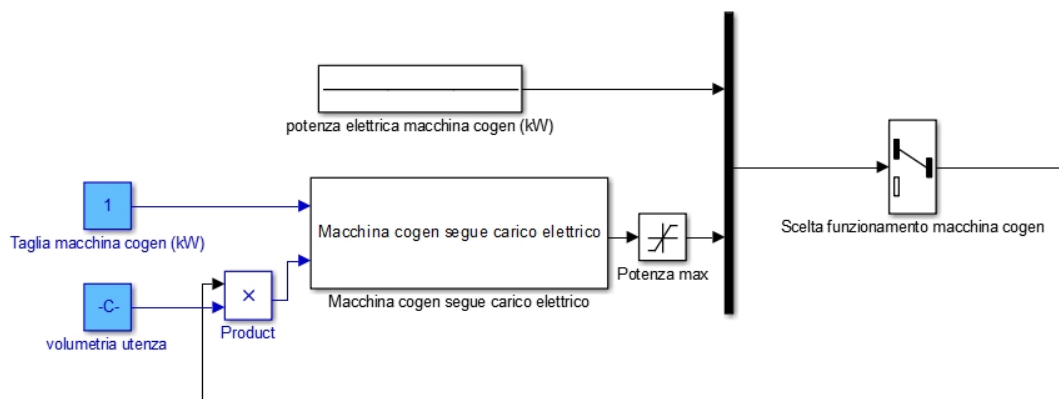
- **FUNZIONAMENTO SEGUENDO IL CARICO ELETTRICO:** la macchina cogenerativa segue il carico elettrico dell'utenza. Se il carico richiesto dall'utenza supera la massima potenza che la macchina cogenerativa può fornire, essa funziona a carico nominale e la parte di energia elettrica che la macchina non riesce a fornire viene comprata dalla rete. Si è scelto di far funzionare i motori a combustione interna fino al 30% del carico nominale, mentre le microturbine fino al 60% del carico nominale, per non penalizzare di molto il loro rendimento e per evitare problemi di tipo meccanico.



**Figura 5.17:** Esempio di funzionamento seguendo il carico elettrico.

In questa figura si può osservare come la macchina cogenerativa segua il carico (curva gialla sovrapposta alla curva rossa) fino al raggiungimento della potenza massima e prosegua poi a carico nominale (curva gialla). La produzione termica seguirà l'andamento della produzione elettrica.

I metodi di funzionamento possono venire scelti dall'utente nel programma Simulink. Lo schema a blocchi è il seguente.



**Figura 5.18:** Schema a blocchi per scegliere la tipologia di funzionamento.

Tramite il blocco "Selector" (il blocco più a destra) si può scegliere i metodi con o senza dissipazione, impostando il valore "1", oppure il metodo che prevede di seguire il carico elettrico dell'utenza, impostando il valore "2".

Per quanto riguarda il funzionamento della macchina e i limiti di temperatura sono stati usati dei blocchi "Relay". Si mostra di seguito sia il blocco utilizzato, sia i parametri del blocco da impostare.



Function Block Parameters: on-off

Relay  
Output the specified 'on' or 'off' value by comparing the input to the specified thresholds. The on/off state of the relay is not affected by input between the upper and lower limits.

Main Signal Attributes

Switch on point:  
75

Switch off point:  
70

Output when on:  
0

Output when off:  
1

Input processing: Inherited

Enable zero-crossing detection

Sample time (-1 for inherited):  
-1

OK Cancel Help Apply

**Figura 5.19:** Blocco on-off ed esempio di parametri utilizzati per la temperatura.

Nella voce "Switch on point" viene inserito il limite superiore di temperatura del serbatoio, mentre nella voce "Switch off point" viene inserito il limite inferiore di temperatura del serbatoio. Per quanto riguarda il comportamento della macchina, esso viene indicato nelle voci "Output when on" e "Output when off". Si può decidere di far funzionare sempre la macchina a pieno carico impostando entrambe le voci con il valore 1, si può decidere di far funzionare la macchina a carico parziale, per esempio impostando il valore 0,3 (30%) su entrambe le voci, oppure impostando il valore 1 nella voce "Output when off" e il valore 0,3 nella voce "Output when on": ciò significa far lavorare la macchina a pieno carico fino a quando la temperatura dell'acqua del serbatoio raggiunge il limite di temperatura massimo e successivamente far lavorare la macchina a carico parziale del 30%. Come si può intuire ci sono diversi modi di funzionamento. Non è detto però che tutta l'energia termica prodotta dalla macchina, conseguente alla produzione, elettrica sarà utile; molto spesso, quindi, vi sarà dissipazione di energia termica.

Per capire qual'è il valore dell'energia termica utile prodotta dalla macchina cogenerativa bisogna impostare il blocco "Relay" dedicato al controllo termico come illustrato nella figura precedente, cioè con il valore "0" nella voce "Output when on" e con il valore "1" nella voce "Output when off". Per non avere, poi, dissipazione termica, bisogna impostare gli stessi valori nel blocco "Relay" dedicato al controllo elettrico.

All'interno del programma vi è un altro blocco "Relay" che controlla il funzionamento della caldaia ausiliaria: si è deciso di far in modo che si accenda quando la temperatura dell'acqua del serbatoio raggiunge il valore di 60° C e che si spenga quando raggiunge il valore di 70° C, così da far funzionare solamente la macchina cogenerativa dopo quella temperatura.

Con il metodo appena descritto il funzionamento della macchina cogenerativa e della caldaia ausiliaria sono vincolati dalla temperatura dell'acqua del serbatoio e quindi non hanno vincoli di tempo. Ciò non toglie comunque la possibilità di impostare dei limiti di tempo per quanto riguarda il funzionamento dell'impianto, come magari accade nelle utenze residenziali. Si può infatti decidere di far produrre energia termica alla caldaia solamente durante i picchi di carico termico oppure di spegnere la macchina cogenerativa, perché troppo rumorosa, durante la notte.

Si è deciso, inoltre, per non complicare ulteriormente lo studio, di far funzionare la caldaia ausiliaria, sempre alla potenza nominale. Questa soluzione non è la sola possibile.

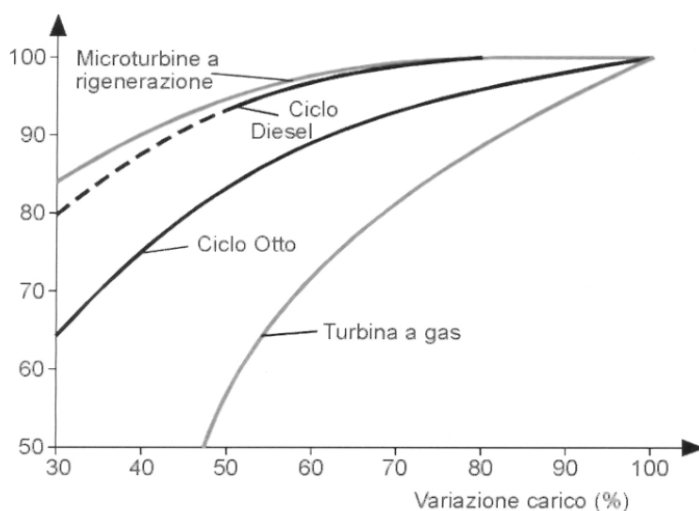
Come si evince da tutto ciò, si può far funzionare l'impianto in molti modi diversi e perciò, come detto in precedenza, il programma di simulazione risulta molto flessibile, in modo da lasciare all'utente libertà assoluta nel decidere il metodo di simulazione.

#### 5.1.7 Rendimento, energia primaria e rapporto calore/energia elettrica

I sistemi cogenerativi sono caratterizzati da un rendimento elettrico e da un rendimento termico: di questi il primo, che dipende dal rendimento meccanico del motore e dal rendimento dell'alternatore, è il più importante in quanto influenza direttamente i costi: a parità di richiesta elettrica, il consumo di combustibile è tanto minore quanto maggiore è il rendimento elettrico.

Il rendimento meccanico di un motore varia in funzione della percentuale di carico. Di conseguenza varia anche il rendimento elettrico del sistema cogenerativo, e anche quello termico. In particolare questo aumenta al diminuire del rendimento elettrico, mentre il rendimento globale, somma dei due, si mantiene pressoché costante. Di conseguenza, quando diminuisce il rendimento elettrico, si ha una maggiore produzione di energia termica, cosa non sempre gradita.

La figura seguente mostra la variazione percentuale del rendimento elettrico, a partire dal valore massimo, per i motori alternativi ad accensione per compressione e ad accensione per scintilla e per le turbine a gas.



**Figura 5.20:** *Variazione del rendimento in percentuale in funzione della variazione di carico per alcune macchine (Fonte: Enea).*

Il valore in ascissa riporta la percentuale fornita rispetto alla massima potenza erogabile al numero di giri considerato.

Il rendimento dei motori Diesel è poco condizionato dal carico applicato: a metà potenza mantengono un rendimento superiore al 90% del valore massimo. Tuttavia questi motori non possono essere utilizzati con carico inferiore al 50% (sempre inteso rispetto al massimo erogabile a un determinato numero di giri) per periodi continuativi, pena un rapido degrado del motore.

I motori ad accensione comandata sono più sensibili, dal punto di vista del rendimento, alle variazioni di carico rispetto ai motori Diesel, soprattutto a causa del sistema di formazione della miscela combustibile-aria, ma in compenso possono funzionare senza problemi fino al 30% della potenza massima. A parità di numero di giri, in una turbina a gas monoalbero la potenza erogata è proporzionale alla temperatura di combustione, quindi del combustibile immesso. Il rendimento decade al diminuire della temperatura di combustione.

Diverso il discorso per le microturbine a rigenerazione dotate di inverter. In questo caso il numero di giri dell'albero turbina-alternatore è completamente svincolato dalla frequenza della rete elettrica, perché l'energia prodotta viene convertita tramite l'inverter. Ciò permette di far funzionare la turbina sempre a un numero ottimale di giri, mantenendo elevato il rendimento anche ai carichi parziali.

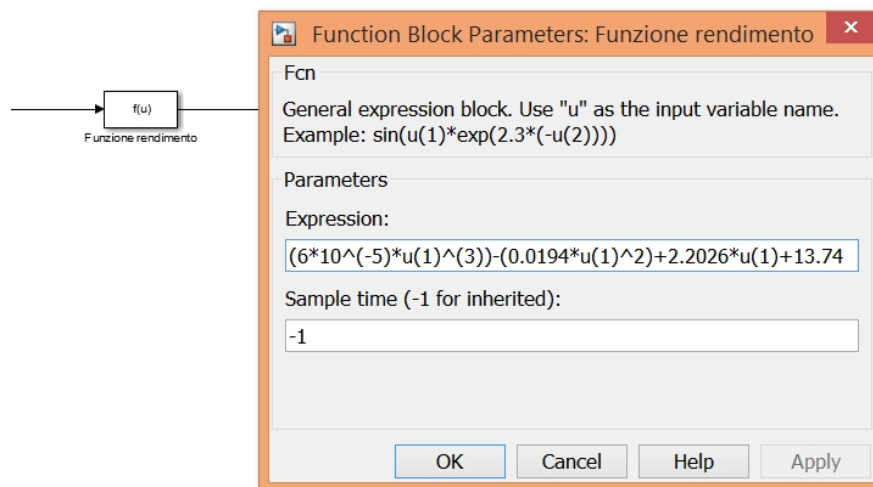
La potenza generata ed il rendimento dei motori varia in funzione della temperatura dell'aria aspirata nei cilindri. All'aumentare della temperatura aumenta il volume specifico dell'aria: di conseguenza diminuisce il rendimento volumetrico del motore, perché diminuisce la massa d'aria introdotta nel cilindro.

Ritornando al programma di simulazione utilizzato per lo studio, si è introdotto un blocco per il calcolo del rendimento della macchina cogenerativa in ogni istante del periodo di simulazione. Come si è visto il rendimento elettrico delle macchine varia a seconda del carico: si è pensato quindi di disegnare le curve di rendimento riportate nella figura precedente (presa dal documento dell'Enea, "Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio", di G. Ruspica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra) in un foglio "Excel" e ricavare per ciascuna una funzione polinomiale che le rappresentasse al meglio. Per esempio, la funzione polinomiale del terzo ordine in funzione del carico di un motore a combustione interna a ciclo Otto risulta essere la seguente:

$$y = 6 \cdot 10^{-5} \cdot x^3 - 0,0194 \cdot x^2 + 2,2026 \cdot x + 13,74 ,$$

dove la x indica la variazione % di carico e la y indica la variazione percentuale di rendimento.

L'equazione è inserita in un blocco "Function" rappresentato nella figura seguente.



**Figura 5.21:** Blocco "Function" per l'inserimento dell'equazione che determina la variazione del rendimento elettrico in funzione del carico.

Una volta calcolato il rendimento istante per istante, il programma procede al calcolo dell'energia primaria che serve alla macchina cogenerativa per produrre l'energia elettrica e l'energia termica, tramite l'equazione:

$$F_{chp} = \frac{E_{el,cog}}{\eta_{el,cog}} ,$$

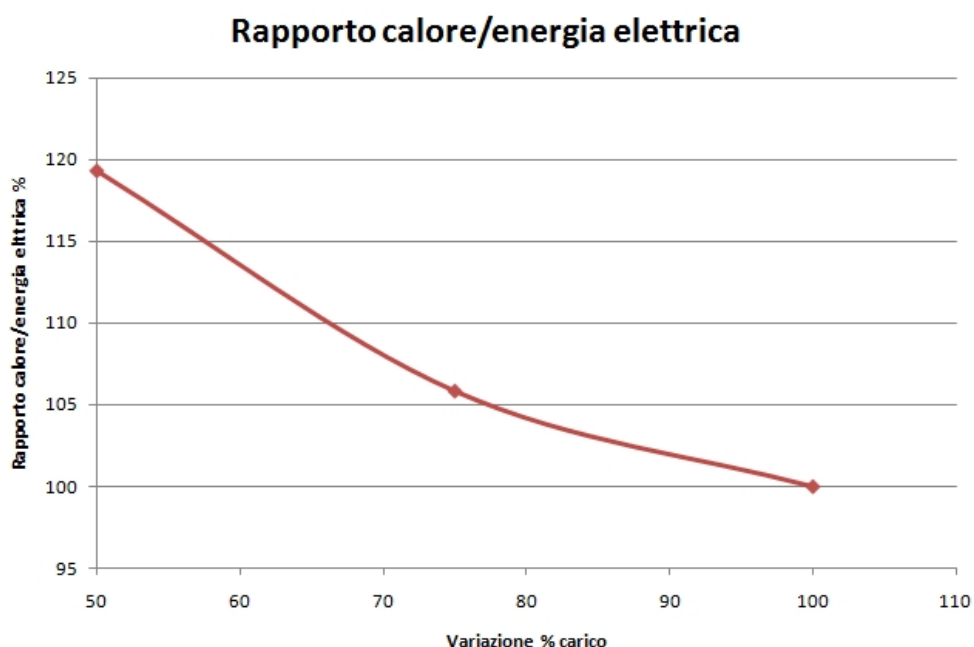
dove con  $F_{\text{chp}}$  si indica l'energia primaria del cogeneratore, con  $E_{\text{el,cog}}$  si indica l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore e con  $\eta_{\text{el,cog}}$  si indica il rendimento elettrico del cogeneratore.

In questo modo si calcola l'energia primaria della macchina cogenerativa istante per istante; per calcolare l'energia primaria totale si calcola l'integrale sotto la curva risultante per tutto il periodo di simulazione.

Per quanto riguarda il rapporto calore/energia elettrica, esso varia al variare del carico. Come detto in precedenza, se il carico diminuisce, diminuisce anche il rendimento elettrico, ma il rendimento termico aumenta, in questo modo il rapporto calore/energia elettrica aumenta. Anche questo fatto è stato preso in considerazione e, come fatto per il rendimento elettrico, si è introdotta una funzione polinomiale che esprime tale variazione del rapporto calore/energia elettrica in funzione del carico. Tale funzione, nel caso dei motori a combustione interna a ciclo Otto, è stata ricavata facendo una media aritmetica dei dati di sette motori cogenerativi di diverse taglie. La funzione polinomiale di secondo ordine risultante è:

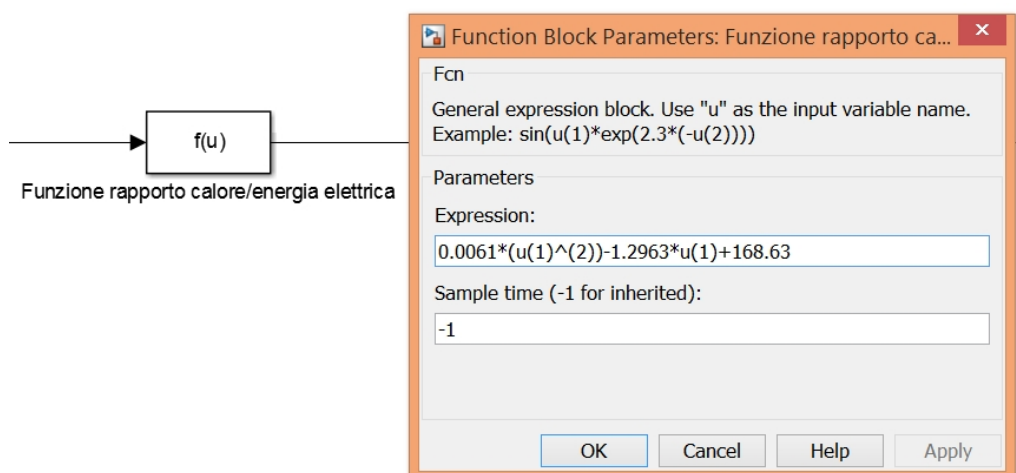
$$y = 0,0061 \cdot x^2 - 1,2963 \cdot x + 168,63 ,$$

dove  $y$  rappresenta il rapporto calore/energia elettrica, mentre  $x$  rappresenta la variazione di carico.



**Figura 5.22:** Variazione del rapporto calore/energia elettrica in percentuale in funzione della variazione di carico.

Come per il rendimento, la funzione polinomiale è inserita in un blocco "Function".



**Figura 5.22:** Blocco "Function" per l'inserimento dell'equazione che determina la variazione del rapporto calore/energia elettrica in funzione del carico.

Le curve di rendimento e del rapporto calore/energia elettrica e le conseguenti funzioni polinomiali indicate sono il risultato di una media di diversi valori di varie macchine. Se si conoscono le curve e quindi le funzioni della singola macchina presa in considerazione, si possono sostituire a quelle indicate sopra, in modo da ottenere una migliore simulazione. Si vuole sottolineare con ciò, ancora una volta, la notevole flessibilità del programma.

#### 5.1.8 Emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto

Tra i vari parametri di output elencati precedentemente abbiamo le emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto calcolate per la macchina cogenerativa, per la caldaia ausiliaria e per la produzione di energia elettrica del parco elettrico nazionale.

Per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub> della macchina cogenerativa e della caldaia ausiliaria, sono state valutate attraverso l'effettivo consumo di combustibile e sono quindi dipendenti dalle condizioni di esercizio. La quantità di combustibile è stata misurata partendo dal consumo di energia primaria e dal potere calorifico inferiore, tramite la seguente formula:

$$m_c = \frac{E_p}{PCI_c},$$

dove  $m_c$  è la massa di combustibile espressa in Nm<sup>3</sup>,  $E_p$  è l'energia primaria espressa in kWh e  $PCI_c$  è il potere calorifico inferiore del combustibile espresso in kWh/kg.

Per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica si è moltiplicata la massa di combustibile  $m_c$  con 1,96, che rappresenta i kg di  $CO_2$  che vengono prodotti in una reazione di combustione stechiometrica di un  $Nm^3$  di  $CH_4$ .

Si ricorda che l'energia primaria della macchina cogenerativa, indicata con  $F_{chp}$ , si ricava partendo dalla produzione di energia elettrica e dal rendimento elettrico; per quanto riguarda, invece, l'energia primaria della caldaia ausiliaria, si calcola partendo dall'energia termica prodotta dividendola per rendimento termico della caldaia che in questa trattazione è stato posto pari a 0,8 (valore medio del parco termoelettrico nazionale con riferimento BAU, "Business as Usual").

Per quantificare le emissioni di anidride carbonica prodotte dal parco elettrico nazionale si è moltiplicata l'energia elettrica prodotta dal parco elettrico nazionale per il valore 554,68  $g/kWh_{el}$ , che rappresenta la quantità di  $CO_2$  prodotta per kWh dal parco nazionale (dato ISPRA 2013).

Vengono indicate, inoltre le emissioni di ossidi di azoto: l'energia primaria utilizzata dalla macchina cogenerativa, dalla caldaia ausiliaria e dal parco elettrico nazionale, viene moltiplicata dalle emissioni specifiche per kWh caratteristiche dei tre casi. Per le macchine cogenerative, le emissioni specifiche sono indicate dalla casa produttrice, per la caldaia ausiliaria è stato preso un valore pari a 150  $mg/Nm^3$ , mentre per il parco termoelettrico nazionale è stato preso un valore pari a 270  $mg/kWh_e$  (fonte Edison).

## 5.2 Programma di calcolo

Al fine di analizzare i risultati delle simulazioni effettuate con Simulink è stato messo a punto un programma di calcolo, che utilizzando i dati energetici ed ambientali mensili forniti dalle simulazioni, permette di valutare i parametri di merito relativi a:

- le prestazioni energetiche annue;
- l'impatto ambientale annuo;
- i costi dell'energia prodotta annuo.

### 5.2.1 Parametri energetici

Le prestazioni energetiche sono state caratterizzate tramite il calcolo dei seguenti parametri:

1. ENERGIA ELETTRICA COGENERATORE: è l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore. Se il rendimento globale del cogeneratore è inferiore al 75%, viene calcolata la parte di energia elettrica prodotta in regime di cogenerazione e la parte di energia elettrica non prodotta in regime di cogenerazione.
2. ENERGIA TERMICA UTILE COGENERATORE: energia termica prodotta dal sistema di cogenerazione preso in esame che soddisferà in parte la richiesta dell'utenza termica.
3. ENERGIA TERMICA DISSIPATA COGENERATORE: è l'energia termica dissipata dal sistema di cogenerazione preso in esame.
4. ENERGIA PRIMARIA COGENERATORE: è l'energia primaria che serve al cogeneratore per produrre l'energia elettrica e termica. Se il rendimento del cogeneratore è inferiore al 75%, viene calcolata la parte di energia primaria utilizzata in regime di cogenerazione e la parte di energia primaria non utilizzata in regime di cogenerazione.
5. ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA: surplus di energia elettrica che si ottiene nel caso in cui l'impianto di cogenerazione preso in esame produca più energia elettrica di quella necessaria a soddisfare da solo il fabbisogno dell'utenza elettrica; il surplus di energia elettrica viene quindi esportato e venduto alla rete.
6. ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA: energia elettrica prodotta dal cogeneratore che viene consumata dall'utenza.
7. ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA DALLA RETE: energia elettrica che deve essere prelevata dalla rete nel caso in cui l'impianto di cogenerazione preso in esame non riesca a soddisfare da solo il fabbisogno elettrico richiesto dall'utenza elettrica.
8. ENERGIA PRIMARIA DEL PARCO TERMOELETTRICO: energia primaria che serve per produrre l'energia elettrica prelevata dalla rete.
9. ENERGIA TERMICA DELLA CALDAIA: energia termica prodotta dalla caldaia integrativa, necessaria a raggiungere il fabbisogno termico richiesto dall'utenza termica.
10. ENERGIA PRIMARIA DELLA CALDAIA: energia primaria che serve per produrre l'energia termica della caldaia integrativa.
11. ENERGIA PRIMARIA TOTALE: somma dell'energia primaria utilizzata dal cogeneratore, dell'energia primaria utilizzata dal parco termoelettrico e dell'energia primaria utilizzata dalla caldaia.
12. RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA: è il risparmio in percentuale di energia primaria che si ha utilizzando l'impianto cogenerativo invece dell'impianto tradizionale. Il risparmio di energia primaria si è calcolato nel modo seguente:

$$\% \text{ en. primaria risparmiata} = \frac{\text{en. primaria trad} - \text{en. primaria cog}}{\text{en. primaria trad}}$$

Per il calcolo dell'energia primaria utilizzata dal sistema tradizionale si è tenuto conto della parte di energia elettrica esportata alla rete prodotta dal sistema cogenerativo.

13. RENDIMENTO GLOBALE: è il rendimento globale dell'impianto cogenerativo. Quando il rendimento globale è inferiore a 75%, si procede al calcolo dell'energia prodotta in regime di cogenerazione e prodotta non in regime di cogenerazione, imponendo il valore del rendimento globale proprio al 75%.
14. PES: parametro energetico calcolato per i soli sistemi cogenerativi secondo la normativa e le formule riportate nel capitolo 2, che permette di confrontare le prestazioni del sistema cogenerativo in analisi con i "sistemi tradizionali" a pari produzione delle stesse quantità di energia.

Tutti i primi undici parametri sopra elencati sono espressi in kWh.

### 5.2.2 Parametri ambientali

La maggior parte degli impianti cogenerativi, soprattutto quelli di grossa potenza, utilizzano energia primaria sotto forma di combustibili fossili; ottenere un risparmio di energia primaria, ovvero un minor consumo di combustibile, porta a conseguire anche una minore quantità di emissioni.

Sono state valutate le emissioni di anidride carbonica e le emissioni di ossidi di azoto. Il programma di calcolo fornisce i seguenti parametri:

1. CO<sub>2</sub> EMESSA TOTALE: è la somma della quantità di anidride carbonica, espressa in kg, emessa dal cogeneratore, dal parco termoelettrico (per l'energia eventualmente comperata) e dalla caldaia *integrativa*.
2. IRA CO<sub>2</sub>: è l'indice di risparmio ambientale calcolato per le emissioni di anidride carbonica.

$$IRA_{CO_2} = \frac{\text{emissioni } CO_2 \text{ trad} - \text{emissioni } CO_2 \text{ cog}}{\text{emissioni } CO_2 \text{ trad}}$$

Per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dal sistema tradizionale si è tenuto conto della parte di energia elettrica esportata alla rete prodotta dal sistema cogenerativo.

3. EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> EVITATE: è la differenza tra le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dall'impianto tradizionale e le emissioni di CO<sub>2</sub> dall'impianto cogenerativo. Sono espresse in kg.
4. NO<sub>x</sub> EMESSA TOTALE: è la somma della quantità di ossidi di azoto, espressa in kg, emessa dal cogeneratore, dal parco termoelettrico e dalla caldaia *integrativa*.
5. IRA NO<sub>x</sub>: è l'indice di risparmio ambientale calcolato per le emissioni di anidride carbonica.

$$IRA_{NO_x} = \frac{\text{emissioni } NO_x \text{ trad} - \text{emissioni } NO_x \text{ cog}}{\text{emissioni } NO_x \text{ trad}}$$

Per il calcolo delle emissioni di NO<sub>x</sub> prodotte dal sistema tradizionale si è tenuto conto della parte di energia elettrica esportata alla rete prodotta dal sistema cogenerativo.

6. EMISSIONI DI NO<sub>x</sub> EVITATE: è la differenza tra le emissioni di NO<sub>x</sub> prodotte dall'impianto tradizionale e le emissioni di NO<sub>x</sub> dall'impianto cogenerativo. Sono espresse in kg.

Fino ad ora non è ancora stato fissato un valore limite per l'indice IRA, ma si potrebbe ragionevolmente porre IRA maggiore di zero. È probabile che l'impianto in considerazione abbia IRA positivo, nel senso che di solito si ha effettivamente un risparmio nelle emissioni con l'utilizzo di un sistema cogenerativo, però normalmente accade che gli impianti cogenerativi siano situati relativamente vicino all'utenza a causa dell'elevata difficoltà e costo di installazione delle opere di teleriscaldamento; questa vicinanza non si ha ad esempio con le grandi centrali per la produzione di energia elettrica, le quali vengono quasi sempre installate lontane dall'utenza potendo contare su lunghe linee di trasmissione, relativamente più facili da costruire e installare. Un'installazione nelle vicinanze dell'utenza porta ad avere maggiori emissioni in questi luoghi.

Di conseguenza se viene effettuata una valutazione in un'area limitrofa all'utenza, allora l'IRA non è idoneo come indicatore perché può appunto esserci un aumento di emissioni a livello locale, sfalsando il reale significato dell'indice. Se si esegue al contrario una valutazione a livello globale allora sicuramente l'indice IRA sarà idoneo.

### 5.2.3 Parametri economici

L'aspetto strettamente economico risulta molto complesso: conoscere i prezzi, i costi e amministrare correttamente la gestione dell'impianto non sono affatto cose immediate, soprattutto per i comuni utenti. Innanzitutto le bollette del gas devono sempre tenere in considerazione l'accisa ridotta. Successivamente si deve considerare una struttura propria delle tariffe di produzione e non più di acquisto, grazie al fatto che con impianti microcogenerativi si passa da consumatori a produttori di energia. Attualmente l'energia elettrica viene infatti autoconsumata, scambiata oppure, in modo meno conveniente, venduta alla rete, ma la migliore valorizzazione economica si ha in caso di consumo diretto dell'energia elettrica prodotta in quanto il mancato acquisto vale molto di più della cessione alla rete per le utenze residenziali.

I vantaggi economici presentano valori diversi da caso a caso, sia per la struttura delle tariffe che per la diversa fiscalità. Relativamente all'acquisto del gas naturale le accise applicate variano in funzione dell'utilizzo, in funzione della regione e delle quantità

consumate, rappresentando un altro punto di disomogeneità e difficoltà per una valutazione efficace sulla convenienza dell'impianto microgenerativo.

L'analisi degli investimenti che si proietta in un futuro lontano (qualche decina d'anni) presenta non poche difficoltà: sia per il fatto che i sistemi che si devono confrontare possono avere durate diverse, sia perché ci possono essere nel periodo di analisi variazioni comparate non irrilevanti dei vari fattori che intervengono nella valutazione del costo dell'energia prodotta, in particolare il costo della fonte primaria. Potrebbero infatti aggiungersi ulteriori costi di difficile valutazione e potrebbero inoltre giocare un ruolo importante eventuali forme di incentivazione o eventuali penalizzazioni che potrebbero intervenire nella vita dell'impianto (ad esempio carbon tax). Nella valutazione economica volutamente non si sono considerati gli incentivi, fatta eccezione per i Certificati Bianchi e la defiscalizzazione del gas.

Si è inoltre scelta la strada di considerare i costi effettivi a carico dell'utilizzatore del servizio, quindi sul gas naturale e sull'energia elettrica. Queste tasse non sono eguali in tutte le regioni italiane, pertanto sarebbe necessaria un'analisi differenziata, inoltre le tariffe variano anche in relazione al profilo dell'utente, in particolare alle classi di consumo. Per semplificare l'analisi e per non disperdere in un'infinità di casi i risultati, è stato necessario definire alcuni parametri medi significativi. Non sono invece considerati gli effetti dovuti alla variazione dei prezzi di energia elettrica e combustibili.

Il programma di calcolo fornisce i seguenti parametri:

1. COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA: è il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete.
2. COSTO DEL GAS NATURALE: è il costo del gas naturale utilizzato dal cogeneratore e caldaia ausiliaria.
3. COSTO O&M: sono i costi di manutenzione del cogeneratore e della caldaia ausiliaria.
4. COSTO LORDO: è la somma del costo dell'energia elettrica, del gas naturale e dei costi di manutenzione.
5. ENTRATE ENERGIA ELETTRICA: è il guadagno conseguente alla vendita dell'energia elettrica.
6. DEFISCALIZZAZIONE DEL GAS NATURALE: è il guadagno conseguente all'incentivazione sull'acquisto del gas naturale per uso cogenerativo.
7. CERTIFICATI DI EFFICIENZA: è il guadagno conseguente al meccanismo dei certificati di efficienza energetica.
8. ENTRATE E INCENTIVI: è la somma dei tre guadagni precedenti.
9. COSTO NETTO: è la differenza tra costo lordo ed entrate e incentivi.

Tutti i parametri economici sopra elencati sono espressi in euro/anno e calcolati moltiplicando i costi specifici in euro/kWh (euro/tep nel caso dei Certificati Bianchi) relativi ad ogni voce con i parametri energetici espressi in kWh/anno (tep/anno nel caso dei Certificati Bianchi).

Per quanto riguarda la vendita di energia elettrica esportata alla rete si è scelta la modalità del ritiro dedicato. Se la potenza nominale è al di sotto di 10 MVA, come qualsiasi impianto di generazione elettrica, può accedere al meccanismo del “ritiro dedicato” secondo la delibera AEEG 280/07 del 6 novembre 2007 e s.m.i., che permette di cedere alla rete elettrica tutta l’energia prodotta o parte di questa. Il ritiro dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell’energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Consiste nella cessione dell’energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato. L’energia elettrica immessa in rete dai produttori e ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici con il meccanismo del ritiro dedicato viene valorizzata dal GSE al “prezzo medio zonale orario”, ovvero al prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l’impianto. I produttori di piccola taglia, con impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita (i cosiddetti “prezzi minimi garantiti”) per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa. I prezzi minimi garantiti sono aggiornati annualmente dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG).

Per sostenere l'utilizzo e la diffusione della cogenerazione, oltre alla vendita di energia elettrica, esistono in Italia altri due forme di incentivazione: la defiscalizzazione del gas naturale e il meccanismo dei Certificati Bianchi.

La defiscalizzazione del combustibile costituisce una modesta forma di incentivazione disponibile per impianti cogenerativi di piccola taglia. Le imposte di consumo sul gas naturale sono di tre tipi:

- imposta di consumo;
- imposta addizionale regionale (che può variare da 0 a 2,58 c€/m<sup>3</sup>);
- IVA

Le somme delle prime due, per utilizzi del gas industriali o assimilati (alberghi, ristoranti, impianti sportivi, etc), ammonta a circa 1,8 c€/m<sup>3</sup>, mentre per usi civili la quota è di un ordine di grandezza superiore, circa 20 c€/m<sup>3</sup>. L’imposta sul valore aggiunto è invece pari al 20%, fatta eccezione i primi 480 m<sup>3</sup>/anno relativi ad uso civile e per alcuni altri usi particolari.

In base alla Legge 448/98 e alla delibera dell’AEEG 16/98, viene applicata un’imposta agevolata, pari a 0.045 c€/Nm<sup>3</sup> (come somma della prime due voci), su un ammontare da gas pari a 0,25 m<sup>3</sup> per ogni kWh<sub>e</sub> prodotto (tutto il gas risulta quindi defiscalizzato se l’impianto ha un rendimento elettrico maggiore o uguale al 40%). Tale imposta viene ulteriormente ridotta del 70% nel caso in cui il titolare dell’impianto si configuri come autoproduttore (D.Lgs 16 mar 1999 n.79).

L'IVA viene inoltre posta pari al 10% nel caso più generale in cui il gas naturale sia utilizzato per produzione elettrica (D.P.R. 633/72). Per combustibili diversi dal gas naturale, sono previste defiscalizzazioni analoghe che si differenziano unicamente per l'entità di riduzione delle ascisse e per i valori soglia che permettono all'impianto di essere classificato come cogenerativo.

In definitiva la defiscalizzazione dell'aliquota sul gas naturale è stata presa pari a circa 41 €/MWh di energia elettrica prodotta da sistemi di cogenerazione per gli usi civili e 2,7 €/MWh per usi industriali e assimilati (dati FIRE, Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia).

I Certificati Bianchi, invece, anche noti come "*Titoli di Efficienza Energetica*" (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.

Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). Le unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) possono accedere al sistema dei Certificati Bianchi secondo le condizioni e le procedure stabilite dal Decreto Ministeriale 5 settembre 2011. A partire dal 3 febbraio 2013, il decreto 28 dicembre 2012 stabilisce il trasferimento dall'AEEG al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi.

Ogni certificato può essere venduto a un soggetto obbligato o a un trader sulle piattaforme di scambio spot e bilaterale gestite dal GME. La vendita del certificato corrisponde dunque a un incentivo per l'utente finale o l'operatore che lo vendono e determina un flusso di cassa aggiuntivo a quello legato al risparmio energetico. Lo schema funziona dunque sulla base di un mercato costituito da una domanda e un'offerta di TEE, dal cui incrocio dipende il prezzo dei certificati e dunque l'entità dell'incentivo.

Una volta calcolati i parametri energetici elencati in precedenza, un secondo programma calcola il tempo di ritorno economico dell'investimento, espresso in anni. Per investimento si considera solamente l'acquisto del cogeneratore, visto che si suppone che la caldaia integrativa sia già installata. I parametri che servono per il calcolo del tempo di ritorno dell'investimento sono:

1. INVESTIMENTO INIZIALE: costo in euro del cogeneratore. Si suppone di pagare subito tutto l'investimento iniziale.
2. TASSO DI INTERESSE: è stato supposto costante e pari al 4%.
3. INFLAZIONE: tasso di inflazione. Per tutte le simulazioni è stata presa al 2%, valore risultante dalla media aritmetica dei tassi di inflazione annua degli ultimi quindici anni.
4. RISPARMIO ANNUO: differenza tra il costo annuo dell'impianto tradizionale e il costo netto annuo dell'ipotetico impianto cogenerativo. Il valore del risparmio annuo è espresso in euro/anno.

## CAPITOLO 6

### Interpretazione dei dati

Di seguito vengono analizzati i dati ottenuti dalle simulazioni effettuate per ogni tipo di utenza: monofamiliare, condominiale, ospedale e centro commerciale. Per ogni utenza vengono analizzati i parametri energetici, ambientali ed economici ritenuti più significativi, al fine di non appesantire troppo la trattazione.

#### 6.1 Applicazione monofamiliare

##### 6.1.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate

Visto le potenzialità che può avere la cogenerazione in ambito residenziale, si è scelto di simulare il funzionamento di un sistema cogenerativo asservito a varie utenze monofamiliari tipo. Il sistema cogenerativo, come descritto in precedenza, è composto da un cogeneratore, da una caldaia ausiliaria e da un serbatoio di accumulo termico. I risultati delle varie simulazioni sono state confrontate con un ipotetico impianto tradizionale.

Si è scelto di simulare in tutto nove tipologie di utenze monofamiliari, suddivise in base alla volumetria e in base alla tipologia dell'edificio. Le volumetrie scelte sono di 318, 660 e 1000 m<sup>3</sup>, tipiche rispettivamente di utenze piccole, medie e grandi.

Le tipologie di edificio sono:

- EDIFICIO NUOVO: caratterizzato da un consumo elettrico cumulato annuo pari a 13 kWh/m<sup>3</sup> e da un consumo termico cumulato annuo pari a 30 kWh/m<sup>3</sup>;
- EDIFICIO RISTRUTTURATO: caratterizzato da un consumo elettrico cumulato annuo pari a 13 kWh/m<sup>3</sup> e da un consumo termico cumulato annuo pari a 57 kWh/m<sup>3</sup>;
- EDIFICIO VECCHIO: caratterizzato da un consumo elettrico cumulato annuo pari a 13 kWh/m<sup>3</sup> e da un consumo termico cumulato annuo pari a 78 kWh/m<sup>3</sup>;

Tali consumi sono tipici di utenze monofamiliari situate al nord Italia, più precisamente situate nella zona climatica E (2101-3000 GG), caratterizzata da inverni abbastanza rigidi e da estati temperate. È stata scelta tale zona perché si crede che la diffusione della cogenerazione sarà maggiore rispetto ad altre zone climatiche: si può pensare infatti che al centro o al sud Italia, si preferiscano utilizzare altre tipologie di impianto, come per esempio il fotovoltaico.

Per descrivere l'andamento dei carichi termici nelle diverse stagioni sono stati utilizzati i dati presentati nel libro "La microcogenerazione a gas naturale" di E. Macchi, scalando la richiesta termica per ottenere un fabbisogno annuo cumulato pari a 30, 57, 78 kWh/m<sup>3</sup>anno, rispettivamente per edificio nuovo, ristrutturato e vecchio. I carichi termici includono la richiesta termica per il riscaldamento dell'ACS; nei mesi estivi essa costituisce l'unica utenza per l'utenza.

Così come per il caso termico, anche per descrivere l'andamento dei carichi elettrici nelle diverse stagioni sono stati utilizzati i dati presentati nel libro di Macchi, scalando la richiesta elettrica per ottenere un fabbisogno annuo cumulato pari a 13 kWh/m<sup>3</sup>anno.

Per le simulazioni sono stati scelti due motori a combustione interna di taglia diversa: motore Ecowill di Honda&Osaka Gas; motore HKA G 5.0 della Senertec (Dachs). Il primo è un piccolo motore monocilindrico a quattro tempi caratterizzato da una potenza elettrica pari a 1 kW<sub>e</sub> alimentato a gas naturale. La potenza termica recuperabile è di 3,25 kW<sub>th</sub> per un rendimento totale che tiene conto del rendimento elettrico e termico dell'85%. Tale motore è dotato di catalizzatore a tre vie e sonda lambda ed ha un costo di circa 6000 euro e un costo di O&M di circa 20 €/MWh<sub>e</sub>. Il secondo è anch'esso un motore monocilindrico a quattro tempi caratterizzato da una potenza elettrica pari a 5 kW<sub>e</sub> alimentato a gas naturale. La potenza termica recuperabile è di 12,3 kW<sub>th</sub> per un rendimento globale dell'89%. Esso ha un costo di circa 13000 euro e un costo di O&M di circa 15 €/MWh<sub>e</sub>. L'aumento di taglia comporta un minor intervento della caldaia integrativa a copertura della richiesta termica globale. Nella tabella seguente vengono riportate alcune caratteristiche dei due cogeneratori.

**Tabella 6.1: Macchine cogenerative utilizzate nelle utenze monofamiliari.**

Marca	Modello	Fuel	Pel (kW)	Pth (kW)	$\eta_{el}$	$\eta_{th}$	NOx (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	Costo impianto (euro)	Costo O&M (euro/kWh <sub>e</sub> )
Honda	Ecowill	GN	1	3,25	0,200	0,650	120		6000	0,02
Senertec (DACHS)	HKA G 5.0	GN	5	12,3	0,260	0,630	135	24	13000	0,015

Per quanto riguarda la caldaia integrativa, essa è stata scelta caso per caso in base alla richiesta termica di picco: le caldaie integrative devono essere in grado di coprire il picco termico in caso di malfunzionamento o spegnimento della macchina cogenerativa. Tutte le caldaie sono di tipo tradizionale e si presuppone che siano già installate, in modo tale da tralasciare i costi fissi di investimento conseguenti ad un ipotetico acquisto. Il costo di O&M delle caldaie integrative di tutte le utenze monofamiliari è di 6 €/MWh<sub>th</sub>. Le stesse caldaie sono state utilizzate anche per il calcolo dei consumi e delle emissioni relative al caso di produzione separata di energia elettrica e di calore.

Per quanto riguarda il volume del serbatoio di accumulo termico si è scelto un valore di 1 m<sup>3</sup>, tipico di un'utenza monofamiliare.

### 6.1.2 Scenario tariffario

Per quanto riguarda le tariffe relative all'acquisto di energia elettrica dalla rete e all'acquisto di gas naturale, sono stati assunti i valori *dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico* (AEEG), pubblicati per il primo trimestre del 2015 e pari a 18,52 c€/kWh per l'energia elettrica e 7,78 c€/kWh per il gas naturale (prezzi lordi).

Il prezzo minimo garantito per l'anno 2015 per la vendita di energia elettrica da cogenerazione è di 39 €/MWh.

La defiscalizzazione dell'aliquota sul gas naturale è stata presa pari a circa 41 €/MWh di energia elettrica prodotta da sistemi di cogenerazione.

Il prezzo di vendita sul mercato dei Certificati Bianchi relativo a maggio 2015 è di 103,75 €/tep, dato GME (Gestore Mercati Energetici) e il periodo di incentivazione è di 10 anni.

### 6.1.3 Tipologie di simulazioni

Per ogni tipologia di utenza sono state scelte tre tipologie di simulazioni, realizzate con il programma Simulink:

1. DISSIPAZIONE: la macchina cogenerativa funziona sempre nell'arco dell'intero periodo di simulazione, operando a carico parziale del 30% quando non vi è bisogno di calore utile. In questo modo la quantità di calore in eccesso viene dissipata.
2. NO DISSIPAZIONE: la macchina termica non funziona sempre durante il periodo di simulazione, essa si spegne quando l'energia termica prodotta fa innalzare la temperatura del serbatoio fino alla temperatura limite superiore impostata dall'utente e si accende quando la temperatura del serbatoio raggiunge la temperatura limite inferiore, sempre impostata dall'utente. In questo modo non vi sarà dissipazione di energia termica, perché la macchina funziona solo quando serve e di conseguenza sarà maggiore l'energia elettrica acquistata dalla rete. La macchina quando funziona, opera sempre a pieno carico.
3. CARICO ELETTRICO: FUNZIONAMENTO SEGUENDO IL CARICO ELETTRICO: la macchina cogenerativa segue il carico elettrico dell'utenza. Se il carico richiesto dall'utenza supera la massima potenza che la macchina cogenerativa può fornire, essa funziona a carico nominale e la parte di energia elettrica che la macchina non riesce a fornire viene comprata dalla rete. Si è scelto di far funzionare i motori a combustione interna fino al 30% del carico nominale, per non penalizzare di molto il rendimento della macchina e per evitare l'insorgere di problemi meccanici.

Si sono scelte queste tre tipologie di simulazione per capire come conviene far lavorare la macchina analizzando sia gli aspetti energetici, sia quelli ambientali, sia quelli economici. Si può notare che la prima tipologia di simulazione garantisce una produzione di energia elettrica maggiore rispetto alla seconda, visto che la macchina funziona sempre durante il periodo di simulazione, e quindi l'energia acquistata dalla rete sarà minore; tutto questo, però, va a discapito di una produzione termica maggiore e, quindi, non utile all'utenza, con conseguente dissipazione. Nella terza tipologia di simulazione, invece, viene prodotta solamente l'energia elettrica richiesta dall'utenza e acquistando dalla rete quella che la macchina non riesce a fornire; in questo modo non vi è mai una parte di energia elettrica esportata alla rete, come succede per le due tipologie precedenti, e di conseguenza non vi è un guadagno legato alla vendita di energia elettrica.

Sono state effettuate le tre simulazioni per il primo motore menzionato precedentemente (Honda Ecowill), mentre per il secondo (Senertec DACHS HKA G 5.0) solo le prime due, visto che l'ultima tipologia avrebbe peggiorato di molto le prestazioni del motore. Le simulazioni risultanti sono cinque per ogni utenza, per un totale di 45 simulazioni.

Le simulazioni del funzionamento dell'impianto cogenerativo sono state confrontate con la simulazione del funzionamento dell'impianto tradizionale. Il periodo di simulazione scelto è stato un anno solare.

#### 6.1.4 Analisi dei dati

Di seguito vengono riportate le tabelle contenenti i dati energetici, ambientali ed economici elaborati dal programma di calcolo per ogni tipologia di utenza monofamiliare. I dati ritenuti più significativi sono analizzati con l'aiuto di grafici.

**Tabella 6.2: PARAMETRI ENERGETICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO NUOVO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
318	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6397	5673	17497	3321	34834	30893	3353	3043
	DISSIPAZIONE MOTORE 2								
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	5384		17497	0	26918		3131	2253
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2								
660	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	3651	2993	11816	2197	24084	19745	0	3651
	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6890	6606	19788	2610	36707	35193	1990	4900
	DISSIPAZIONE MOTORE 2								
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6089		19788	0	30444		1954	4134
1000	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	12346		30372	0	47486		9881	2465
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5869	5322	16733	3846	32426	29407	0	5869
	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7046	6907	20513	3228	37299	36560	1054	5992
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	24411	16250	39608	27644	111882	74477	14397	10013
1000	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6312		20513	0	31559		1045	5266
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	16101		39608	0	61927		11239	4862
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	7162	6736	19665	4468	37425	35202	0	7162

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA TOTALE (kWh)	RISPARMIO EN PRIMARIA TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
318	TRADIZIONALE	4166	10415	19083	23854	34268				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	1123	2807	2219	2773	40414	5,25	2238	0,75	1,75
	DISSIPAZIONE MOTORE 2									
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	1913	4782	2219	2773	34473	18,11	7621	0,85	12,56
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2									
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	515	1288	7243	9054	34426	-0,46	-157	0,75	-0,17
660	TRADIZIONALE	8646	21615	29476	36844	58460				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	3746	9364	10092	12615	58686	7,48	4748	0,75	2,80
	DISSIPAZIONE MOTORE 2									
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	4512	11280	10092	12615	54339	14,22	9007	0,85	13,17
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	6181	15452	0	0	62938	24,32	20224	0,90	19,99
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	2777	6943	12829	16036	55406	5,22	3054	0,75	2,94
1000	TRADIZIONALE	13100	32751	39734	49668	82419				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7108	17770	19591	24489	79558	6,46	5496	0,75	3,31
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	3087	7717	921	1151	120750	-1,97	-2338	0,75	4,79
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	7834	19585	19591	24489	75633	11,05	9399	0,85	13,54
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	8239	20597	921	1151	83675	24,29	26843	0,90	20,25
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5938	14846	20295	25369	77640	5,80	4779	0,75	3,99

**Tabella 6.3: PARAMETRI ENERGETICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
318	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6895	6616	19813	3512	36727	35239	3757	3138
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	21316	10972	28734	32055	102853	52942	17317	3999
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6096		19813	0	30482		3588	2508
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	11681		28734	0	44926		10569	1112
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	3651	3072	12129	1884	24084	20268	0	3651
660	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7166		21069	3003	37753		2119	5047
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	25943	19035	44993	25459	116353	85370	18566	7377
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6483		21069	0	32413		2082	4401
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	18290		44993	0	70345		14692	3597
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5869	5577	17533	3046	32426	30812	0	5869
1000	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7403		22170	2556	38653		1142	6261
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	28062	23052	52442	22437	122538	100658	17776	10286
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6822		22170	0	34108		1136	5686
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	21318		52442	0	81992		15104	6214
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	7162		20796	3337	37425		0	7162

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA TOTALE (kWh)	RISPARMIO EN PRIMARIA TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
318	TRADIZIONALE	4166	10415	27704	34630	45045				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	1027	2569	8306	10383	49678	8,74	4759	0,75	2,09
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	167	417	0	0	103270	-16,90	-14932	0,75	3,15
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	1658	4144	8306	10383	45008	16,67	9007	0,85	12,54
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	3054	7635	0	0	52561	26,45	18906	0,90	19,74
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	515	1288	15592	19489	44861	0,41	183	0,75	-0,17
660	TRADIZIONALE	8646	21615	47460	59325	80941				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	3599	8999	26798	33497	80248	6,95	5990	0,75	2,76
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	1270	3174	3220	4025	123552	2,99	3804	0,75	4,84
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	4246	10614	26798	33497	76524	11,17	9622	0,85	13,17
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	5049	12622	3220	4025	86993	26,07	30679	0,90	19,99
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	2777	6943	30060	37575	76944	4,94	3997	0,75	2,94
1000	TRADIZIONALE	13100	32751	67118	83897	116648				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6840	17099	45183	56478	112230	6,09	7274	0,77	5,10
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	2814	7035	15141	18926	148499	7,82	12589	0,75	5,62
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	7414	18536	45183	56478	109123	8,67	10365	0,85	13,54
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	6886	17216	15141	18926	118133	23,49	36274	0,90	20,22
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5938	14846	46418	58023	110294	5,45	6354	0,75	3,69

**Tabella 6.4:** PARAMETRI ENERGETICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO VECCHIO

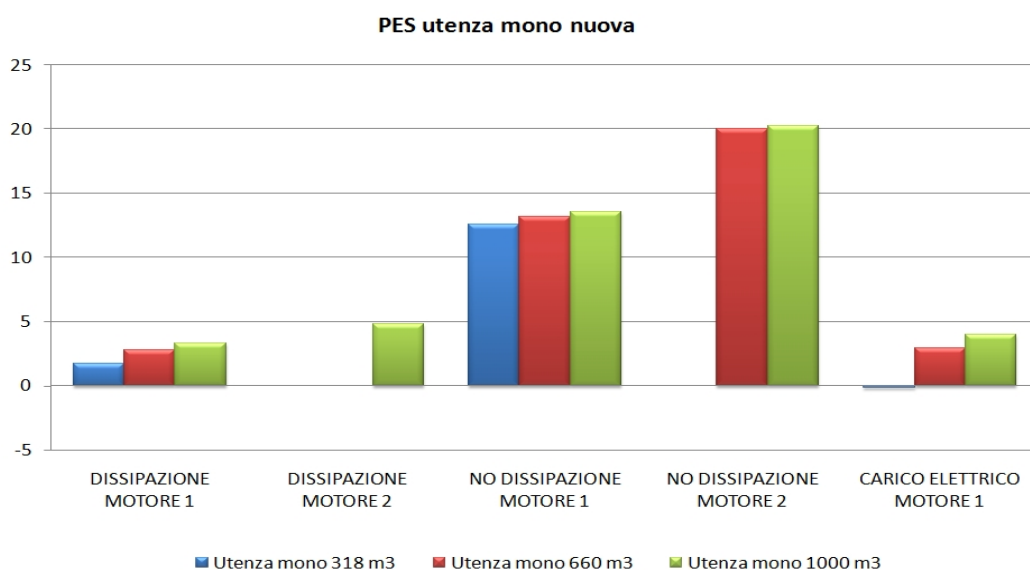
VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
318	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6945	6712	20044	3418	36916	35675	3776	3169
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	23231	14181	35464	29325	108441	66193	19235	3996
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6168		20044	0	30838		3606	2562
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	14416		35464	0	55448		13043	1322
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	3651	3103	12250	1763	24084	20470	0	3651
660	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7394		22128	2573	38618		2263	5131
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	27464	21900	50340	23290	120793	96320	20043	7421
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6809		22128	0	34043		2241	4567
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	20463		50340	0	78705		16469	3995
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5869	5661	17799	2780	32426	31280	0	5869
1000	TRADIZIONALE								
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7204		21247	2930	37899		1161	6043
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	28805	24501	55052	21378	124706	106070	18402	10403
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	7237		23521	0	36186		1245	5992
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	22379		55052	0	86072		15843	6536
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	7162		21156	2977	37425		0	7162

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA TOTALE (kWh)	RISPARMIO EN PRIMARIA TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
318	TRADIZIONALE	4166	10415	34570	43212	53627				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	997	2493	14887	18609	58017	8,01	5050	0,75	2,13
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	169	424	0	0	108865	-7,03	-7150	0,75	3,73
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	1604	4011	14887	18609	53457	14,66	9184	0,85	12,55
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	2792	6981	0	0	62429	27,61	23805	0,90	19,85
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	515	1288	22280	27849	53221	0,76	406	0,75	-0,17
660	TRADIZIONALE	8646	21615	61542	76927	98542				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	3515	8787	39663	49579	96984	6,92	7215	0,76	4,60
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	1225	3063	11796	14745	138601	6,76	10050	0,75	5,18
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	4079	10197	39663	49579	93819	9,92	10327	0,85	13,15
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	4652	11629	11796	14745	105079	24,79	34635	0,90	19,98
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	2777	6943	43775	54718	94088	4,52	4455	0,75	2,94
1000	TRADIZIONALE	13100	32751	88373	110467	143217				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	7057	17642	67467	84334	139875	4,27	6245	0,75	3,47
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	2697	6743	33745	42181	173629	8,24	15593	0,75	5,78
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	7109	17772	65026	81282	135239	7,58	11092	0,85	13,53
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	6564	16410	33745	42181	144664	20,87	38160	0,90	20,22
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	5938	14846	67219	84023	136295	4,83	6923	0,76	4,67

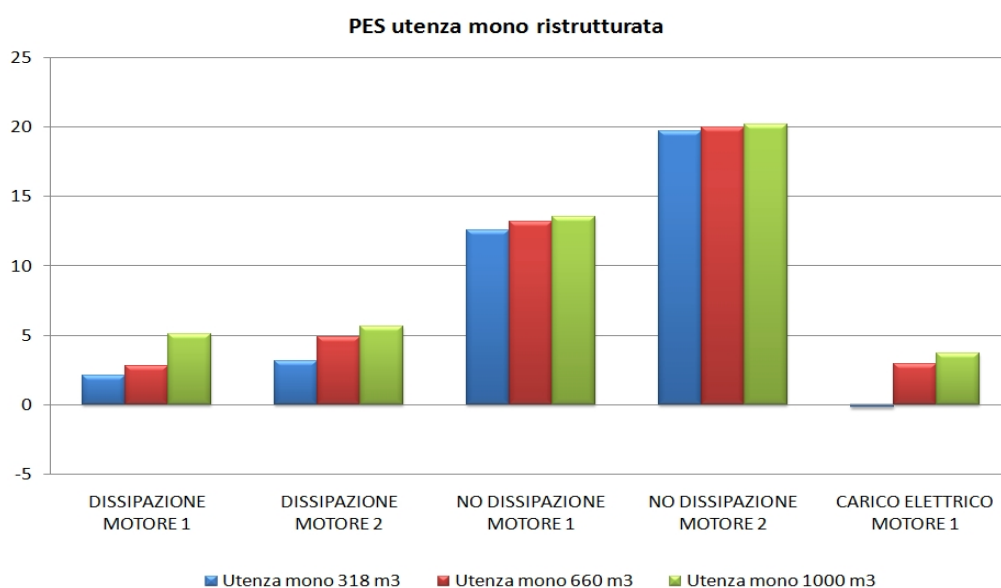
Con "MOTORE 1" si intende il motore Ecowill della Honda, con "MOTORE 2" si intende il motore HKA G 5.0 della Senertec (Dachs).

Come si può notare nella tabella 6.2, tipologia di edificio nuovo, non si sono considerate certe simulazioni con il motore della Senertec, poiché la potenza del motore è troppo grande per rendere vantaggiosa la sua installazione.

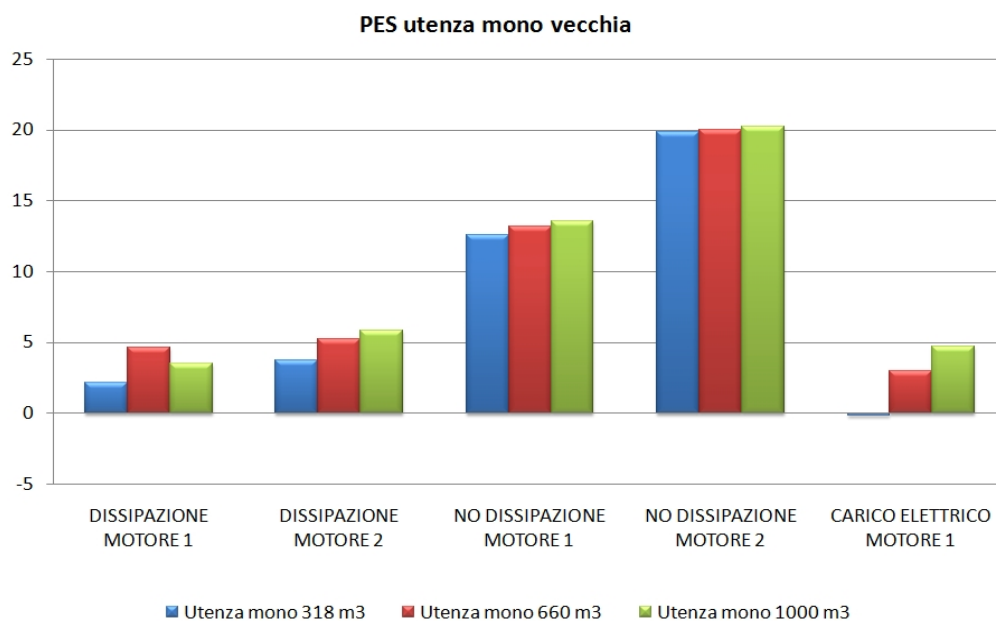
Al fine di rendere più intuitiva l'analisi dei parametri energetici, si riporta di seguito una serie di grafici che rappresentano parte dei dati riportati nelle tabelle precedenti.



**Figura 6.1:** Indici PES relativi all'utenza monofamiliare edificio nuovo.



**Figura 6.2:** Indici PES relativi all'utenza monofamiliare edificio ristrutturato.

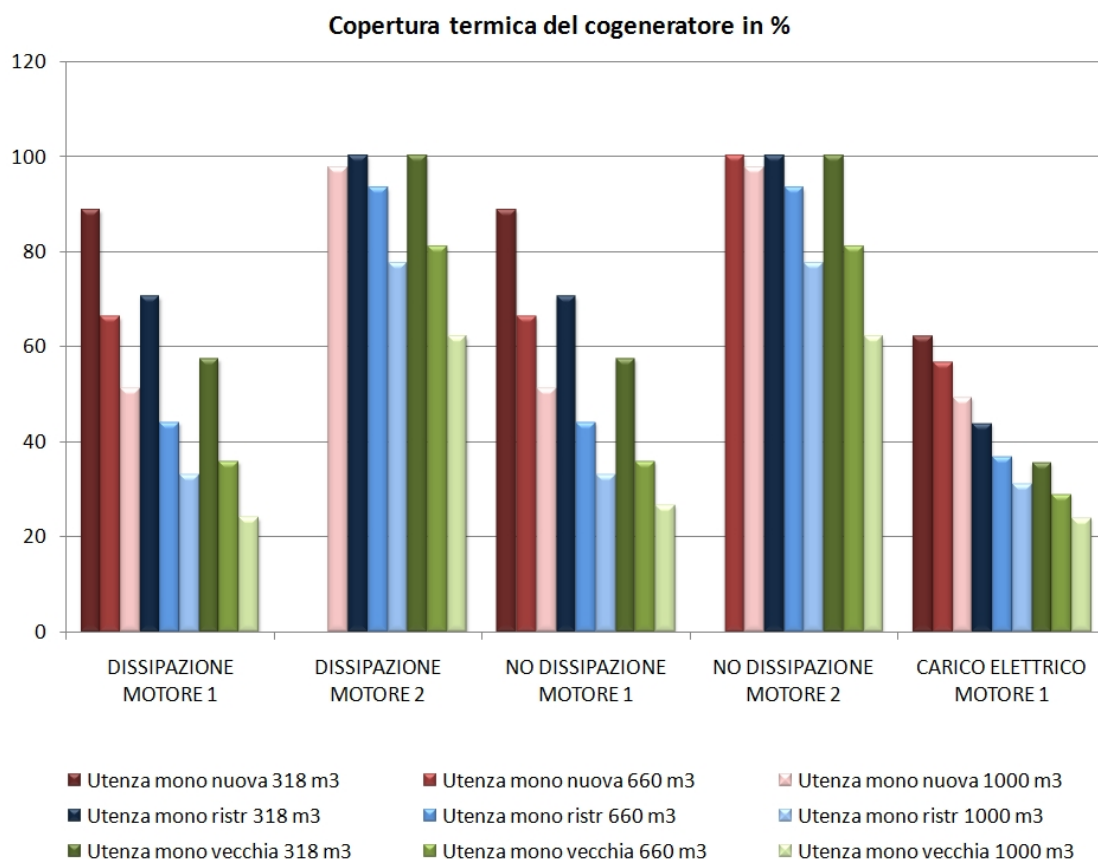


**Figura 6.3:** Indici PES relativi all'utenza monofamiliare edificio vecchio.

Il PES è un indice di risparmio energetico, e quando positivo testimonia che vi sia stato effettivamente un risparmio. Analizzando i grafici si evince che il PES risulta maggiore nei casi "NO DISSIPAZIONE", visto che non c'è dissipazione di energia termica e le macchine funzionano sempre a carico nominale. Si osserva che i casi in cui viene installato il motore della Senertec hanno un PES di 5 punti maggiore rispetto ai casi in cui viene installato il motore 1, sempre per quanto riguarda la tipologia di simulazione "NO DISSIPAZIONE", perché il rendimento globale della seconda macchina è più alto rispetto al rendimento globale della prima. Nel caso della tipologia di simulazione "DISSIPAZIONE" questa differenza di PES legata alla taglia non è così marcata.

In generale si osserva che più è grande l'utenza, più il valore del PES è elevato, a testimonianza di un miglior uso della macchina cogenerativa, mentre il valore non varia di molto se si cambia tipologia di edificio.

I valori peggiori di PES si hanno per la terza tipologia di simulazione, "CARICO ELETTRICO", dove risulta addirittura negativo nei casi di "utenza mono da 318 m<sup>3</sup>". Questo si spiega per il fatto che la macchina non lavora quasi mai a potenza nominale.

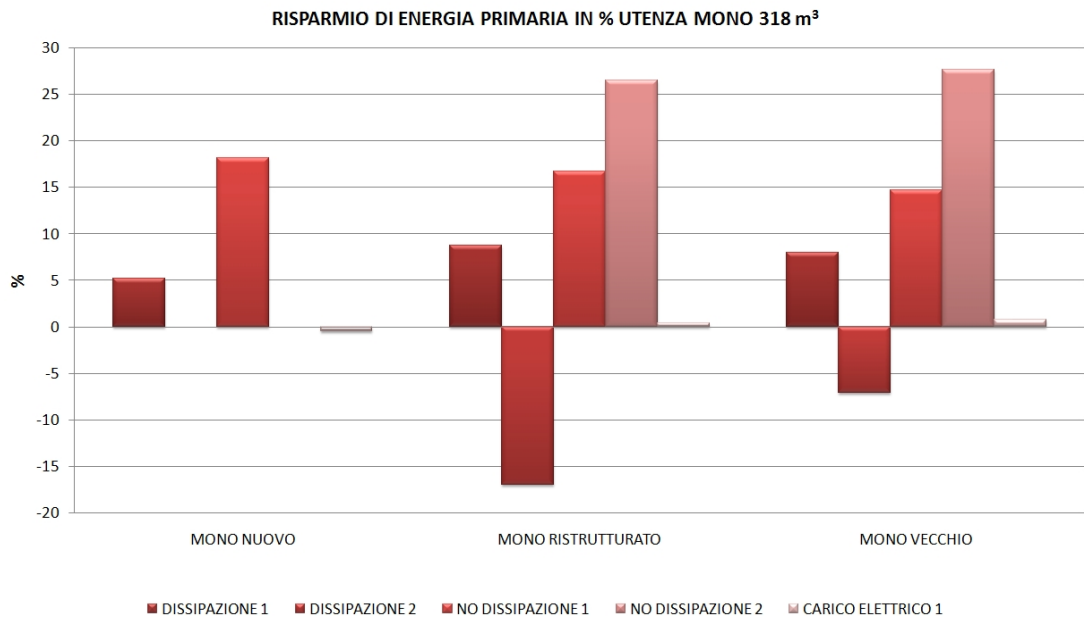


**Figura 6.4:** Energia termica prodotta dai cogeneratori in percentuale per le utenze monofamiliari.

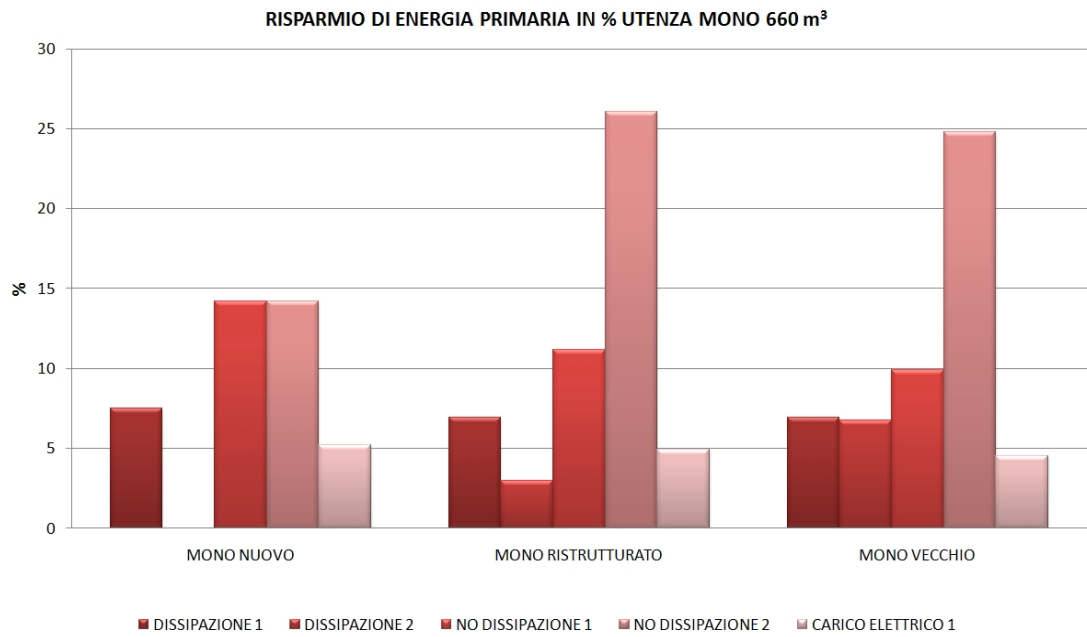
Il grafico precedente evidenzia l'utilizzo del cogeneratore in percentuale rispetto all'utilizzo della caldaia per coprire il fabbisogno termico dell'utenza. I valori maggiori si osservano nel caso di installazione del motore della Senertec, sia nel caso della prima tipologia di simulazione, sia nel caso della seconda tipologia. Nei casi delle utenze da 318 m<sup>3</sup> e da 660 m<sup>3</sup>, l'impianto non richiede mai l'intervento della caldaia integrativa: la potenza termica recuperabile dal cogeneratore risulta sufficiente a coprire la richiesta termica delle utenze. In questi casi la caldaia presenta unicamente una funzione di backup, a copertura dei carichi termici in caso di guasto del cogeneratore.

In generale si osserva che all'aumentare della grandezza dell'utenza la percentuale di utilizzo del cogeneratore rispetto alla caldaia integrativa diminuisce, visto che più grande è l'utenza più calore serve per soddisfare la richiesta termica e quindi c'è bisogno di un intervento maggiore da parte della caldaia. Nel caso di un'utenza grande, il fabbisogno termico risulta coperto per più del 50% da parte della caldaia. I valori non variano di molto se si cambia tipologia di edificio.

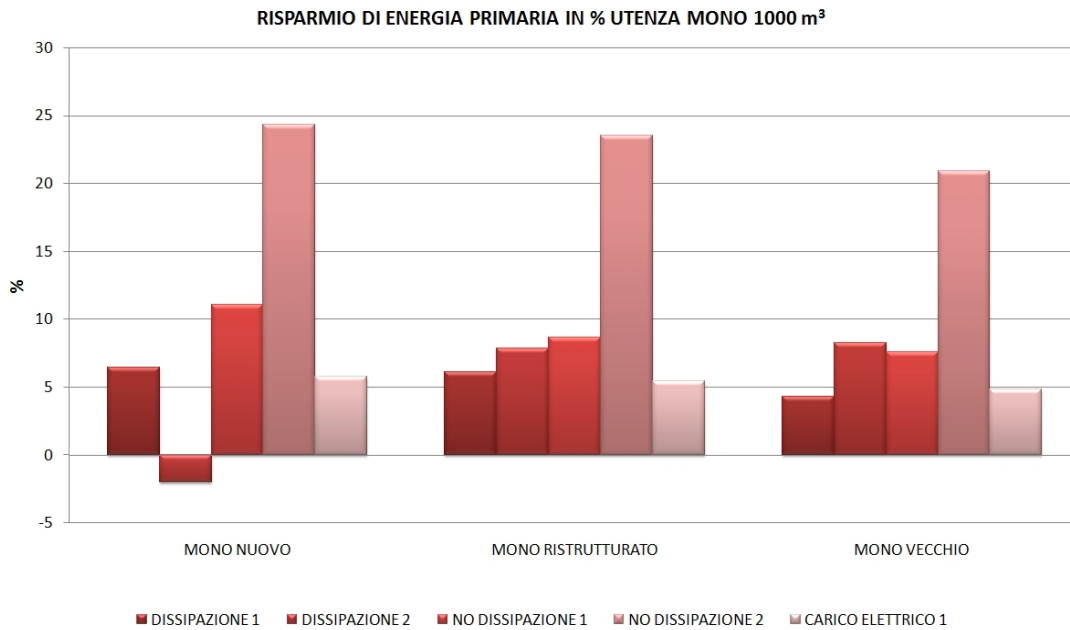
Il fabbisogno termico viene coperto maggiormente dalla caldaia nel caso della terza tipologia di simulazione.



**Figura 6.5:** Risparmi di energia primaria in percentuale per un'utenza monofamiliare di 318 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.6:** Risparmi di energia primaria in percentuale per un'utenza monofamiliare di 660 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.7:** Risparmi di energia primaria in percentuale per un'utenza monofamiliare di 1000 m<sup>3</sup>.

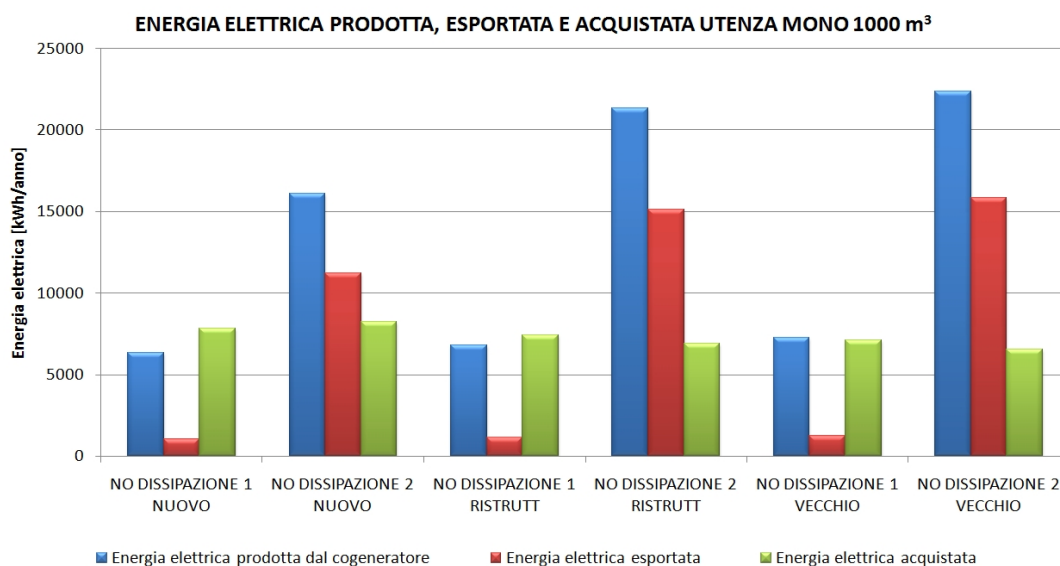
I tre grafici precedenti sono stati realizzati confrontando gli impianti cogenerativi con l'impianto tradizionale. Si ricorda che si è tenuto conto dell'energia elettrica esportata alla rete dagli impianti cogenerativi.

Si nota come non vi sia risparmio di energia primaria nel caso in cui vi sia dissipazione utilizzando il motore della Senertec nelle utenze monofamiliari da 318 m<sup>3</sup>, questo perché vi è un enorme spreco di energia termica e la potenza del motore risulta troppo elevata rispetto al fabbisogno dell'utenza. I risultati peggiori si hanno anche nel caso in cui si segua il carico elettrico con il motore della Honda: la ragione di ciò va cercata nel fatto che il motore lavora quasi sempre in condizioni di carico parziali e di conseguenza il rendimento cala.

I risultati migliori si hanno quando non vi è dissipazione di energia utilizzando il motore della Senertec, questo perché vi è un'elevata parte di energia elettrica prodotta che viene esportata alla rete, per la quale servirebbe molta più energia primaria se venisse prodotta da parte del parco termoelettrico.

Lasciando stare i casi peggiori, molto spesso si risparmia circa il 10%, fino ad arrivare al 25%, di energia primaria utilizzando gli impianti cogenerativi.

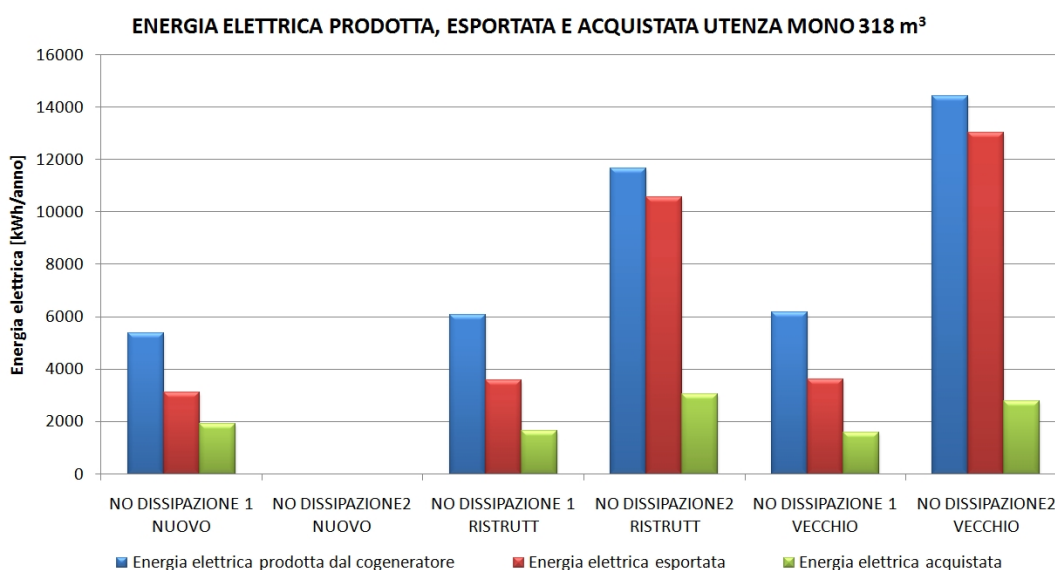
Il prossimo grafico evidenzia l'elevata quantità di energia elettrica esportata alla rete nel caso si utilizzi il motore della Senertec. Il grafico mostra solamente i casi in cui non c'è dissipazione, visto che sono quelli che in generale garantiscono un maggior risparmio di energia primaria.



**Figura 6.8:** Energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi, esportata alla rete e acquistata dalla rete per un'utenza monofamiliare di 1000 m<sup>3</sup>.

I risultati sono scalati, ma con andamento analogo, per quanto riguarda le utenze da 660 m<sup>3</sup>. Si nota, come detto in precedenza un'elevata quantità di energia elettrica esportata alla rete utilizzando il "motore 2"; per quanto riguarda il primo motore, si osserva come la quantità di energia acquistata dalla rete sia simile all'energia elettrica prodotta dal cogeneratore.

Nel caso di utenze da 318 m<sup>3</sup>, utilizzando il "motore 1", si ha una maggior quantità di energia elettrica esportata rispetto a quella acquistata, come succede nel caso di utilizzo del "motore 2", visto che l'utenza ha una minor richiesta elettrica.



**Figura 6.8:** Energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi, esportata alla rete e acquistata dalla rete per un'utenza monofamiliare di 318 m<sup>3</sup>.

**Tabella 6.5: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO NUOVO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)
318	TRADIZIONALE	7184				1,5			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	8306	9044	0,082	738	0,78	2,41	0,676	1,63
	DISSIPAZIONE MOTORE 2								
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	7127	8920	0,201	1793	0,90	2,35	0,616	1,45
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2								
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	7056	7184	0,018	128	0,58	1,50	0,613	0,92
660	TRADIZIONALE	12323				2,91			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	12154	13427	0,095	1273	1,67	3,45	0,516	1,78
	DISSIPAZIONE MOTORE 2								
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	11299	13407	0,157	2108	1,80	3,44	0,476	1,64
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13130	17804	0,263	4674	2,34	5,58	0,580	3,24
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	11441	12323	0,072	882	1,41	2,91	0,515	1,50
1000	TRADIZIONALE	17413				4,31			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	16566	17998	0,080	1432	2,77	4,59	0,397	1,82
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	24804	25399	0,023	595	2,43	8,20	0,704	5,77
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	15796	17993	0,122	2197	2,89	4,59	0,371	1,70
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	17456	23647	0,262	6191	3,11	7,34	0,577	4,23
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	16122	17413	0,074	1291	2,47	4,31	0,427	1,84

**Tabella 6.6: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

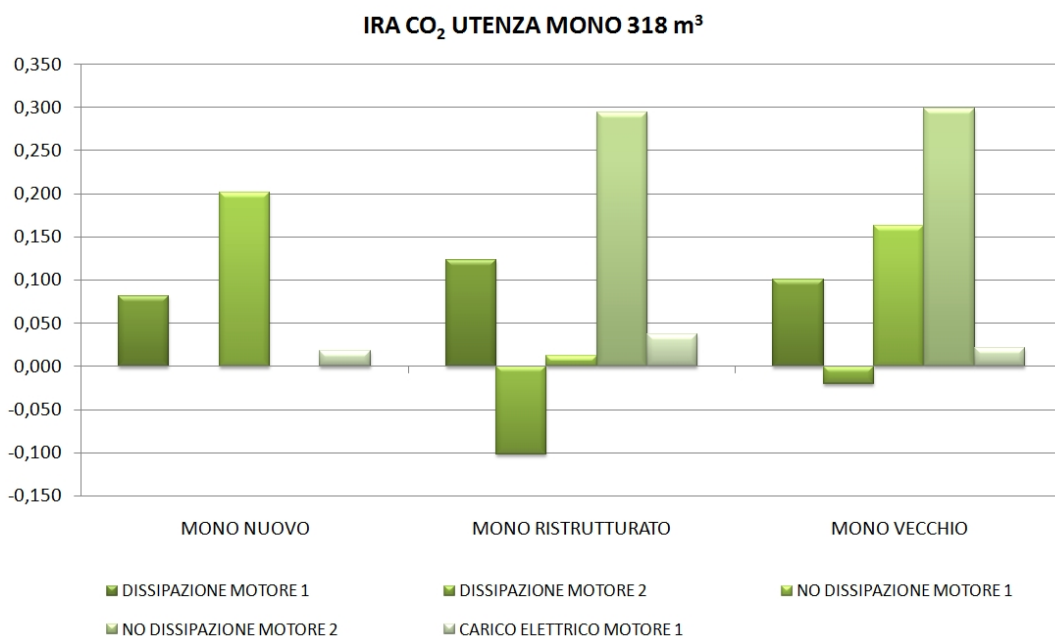
VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)
318	TRADIZIONALE	9547				1,68			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	10194	11631	0,124	1437	0,90	2,69	0,666	1,79
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	21105	19153	-0,102	-1952	1,49	6,36	0,766	4,87
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	11393	11537	0,013	144	0,99	2,65	0,626	1,66
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	10872	15409	0,294	4537	1,46	4,53	0,678	3,07
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	9188	9547	0,038	359	0,75	1,68	0,554	0,93
660	TRADIZIONALE	16916				3,26			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	16552	18091	0,085	1539	1,97	3,83	0,486	1,86
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	25297	27214	0,070	1917	2,04	8,27	0,753	6,23
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	15820	18071	0,125	2251	2,08	3,82	0,456	1,74
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	17994	25066	0,282	7072	2,42	7,23	0,665	4,81
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	15841	16916	0,064	1075	1,74	3,26	0,466	1,52
1000	TRADIZIONALE	24406				4,85			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	23228	25040	0,072	1812	3,21	5,16	0,378	1,95
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	30461	34266	0,111	3805	2,78	9,65	0,712	6,87
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	22619	25036	0,097	2417	3,31	5,16	0,358	1,85
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	24437	32784	0,255	8347	3,31	8,93	0,629	5,62
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	22793	24406	0,066	1613	2,98	4,85	0,386	1,87

**Tabella 6.7: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO VECCHIO**

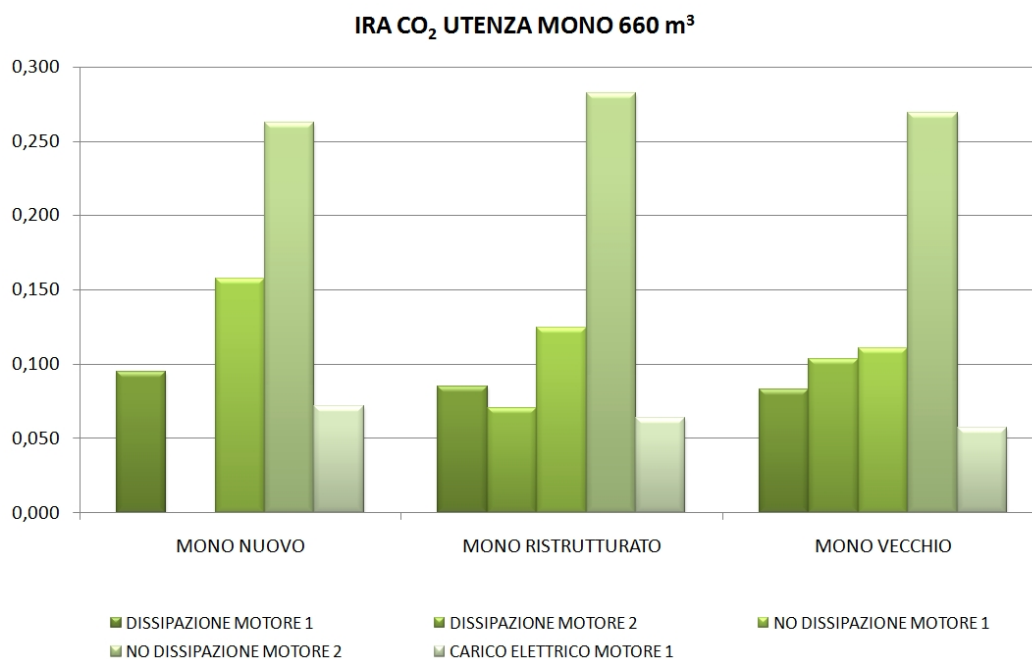
VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)			IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)		
			IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)			IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)	
318	TRADIZIONALE	11139					1,81			
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	11896	13234	0,101	1338	0,76	2,83	0,731	2,07	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	22248	21808	-0,020	-440	1,57	7,00	0,776	5,43	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	10992	13139	0,163	2147	0,85	2,78	0,695	1,93	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	12872	18374	0,299	5502	1,53	5,33	0,713	3,80	
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	10895	11139	0,022	244	0,88	1,81	0,514	0,93	
660	TRADIZIONALE	20512				3,54				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	19968	21767	0,083	1799	2,21	4,15	0,468	1,94	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	28369	31630	0,103	3261	2,26	8,95	0,748	6,69	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	19346	21755	0,111	2409	2,30	4,15	0,445	1,85	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	21671	29647	0,269	7976	2,59	7,99	0,676	5,40	
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	19344	20512	0,057	1168	2,01	3,54	0,432	1,53	
1000	TRADIZIONALE	29834				5,26				
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	28886	30478	0,052	1592	3,70	5,57	0,336	1,87	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	35590	40041	0,111	4451	3,14	10,23	0,693	7,09	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	27941	30525	0,085	2584	3,64	5,60	0,350	1,96	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	29842	38622	0,227	8780	3,64	9,54	0,618	5,90	
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	28105	29834	0,058	1729	3,39	5,26	0,356	1,87	



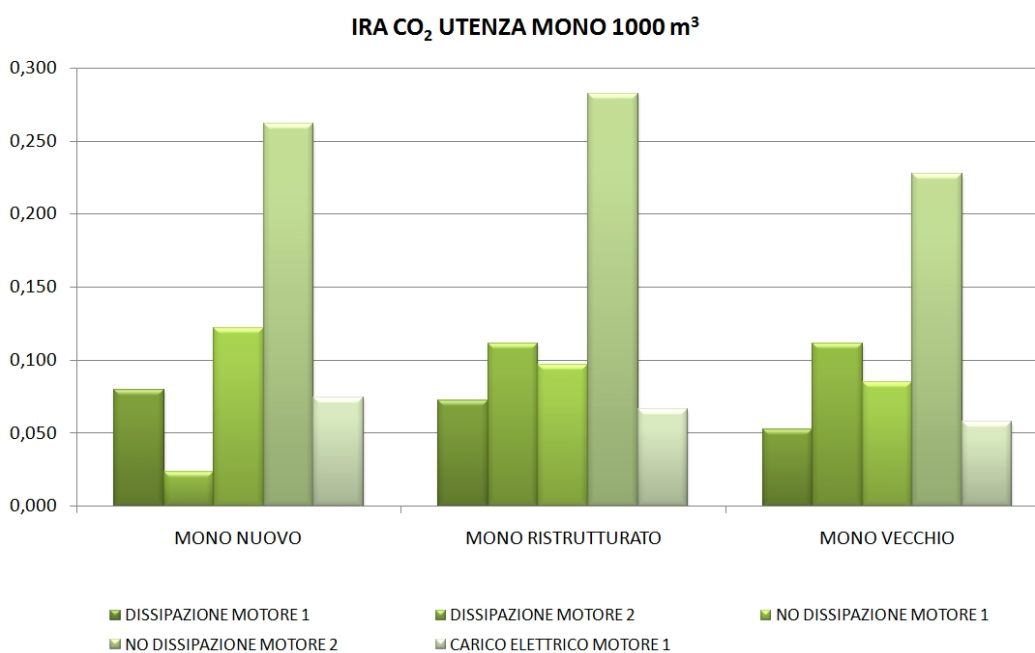
Per valutare i parametri ambientali si riportano qui di seguito i grafici che rappresentano l'indice IRA sia per le emissioni di CO<sub>2</sub>, sia per le emissioni di NO<sub>x</sub>. L'indice di risparmio ambientale (IRA) non effettua confronti diretti, ma valuta il risparmio di emissioni confrontando le emissioni dell'impianto cogenerativo con le emissioni che si avrebbero nella produzione separata della stessa quantità di energia termica e elettrica prodotte da impianti tradizionale termici e da impianti tradizionali elettrici. Affinché vi sia un risparmio di emissioni è necessario che avere un IRA > 0. Bisogna però tenere presente che normalmente gli impianti cogenerativi sono situati relativamente vicino all'utenza a causa dell'elevata difficoltà e costo di installazione delle opere di teleriscaldamento; questa vicinanza non si ha ad esempio con le grandi centrali per la produzione di energia elettrica, le quali vengono quasi sempre installate lontane dall'utenza potendo contare su lunghe linee di trasmissione, relativamente più facili da costruire e installare. Bisogna quindi ricordarsi che un'installazione nelle vicinanze dell'utenza porta ad avere maggiori emissioni in questi luoghi; di conseguenza se viene effettuata una valutazione in un'area limitrofa all'utenza, allora l'IRA non è idoneo come indicatore perché può appunto esserci un aumento di emissioni a livello locale, sfalsando il reale significato dell'indice; in questo caso è invece più opportuno il metodo della "caldaia evitata". Avendo però fatto una valutazione a livello globale, l'indice IRA è il più idoneo per tale valutazione.



**Figura 6.9:** Indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> per un'utenza monofamiliare di 318 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.10:** Indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> per un'utenza monofamiliare di 660 m<sup>3</sup>.



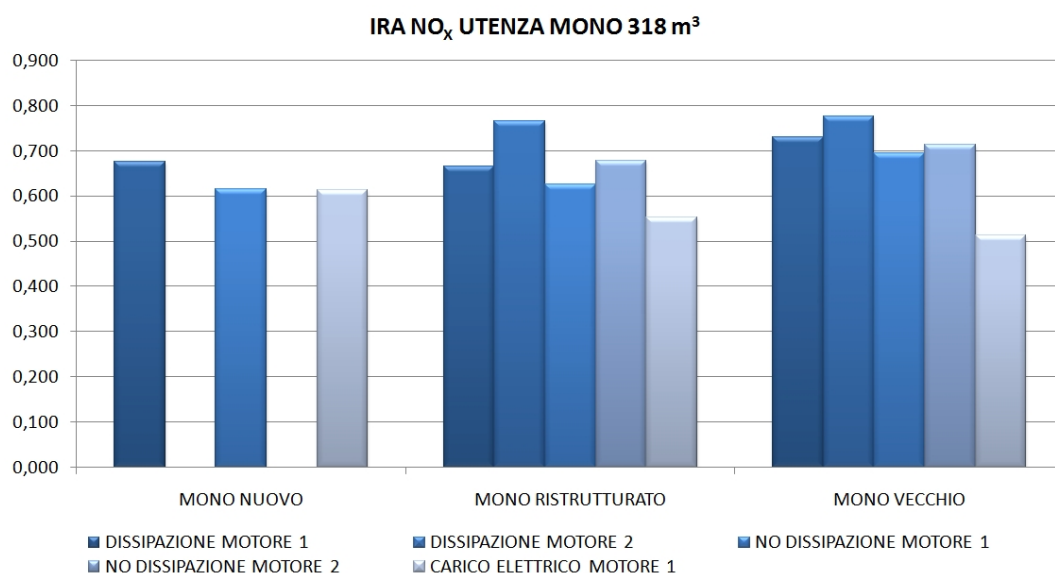
**Figura 6.11:** Indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> per un'utenza monofamiliare di 1000 m<sup>3</sup>.

Come si vede dai grafici i risultati peggiori si hanno nel caso di "DISSIPAZIONE" utilizzando il motore della Senertec per le utenze da 318 m<sup>3</sup>, conseguenza di una consistente quantità di energia termica dissipata. L'indice IRA in questi casi risulta addirittura negativo.

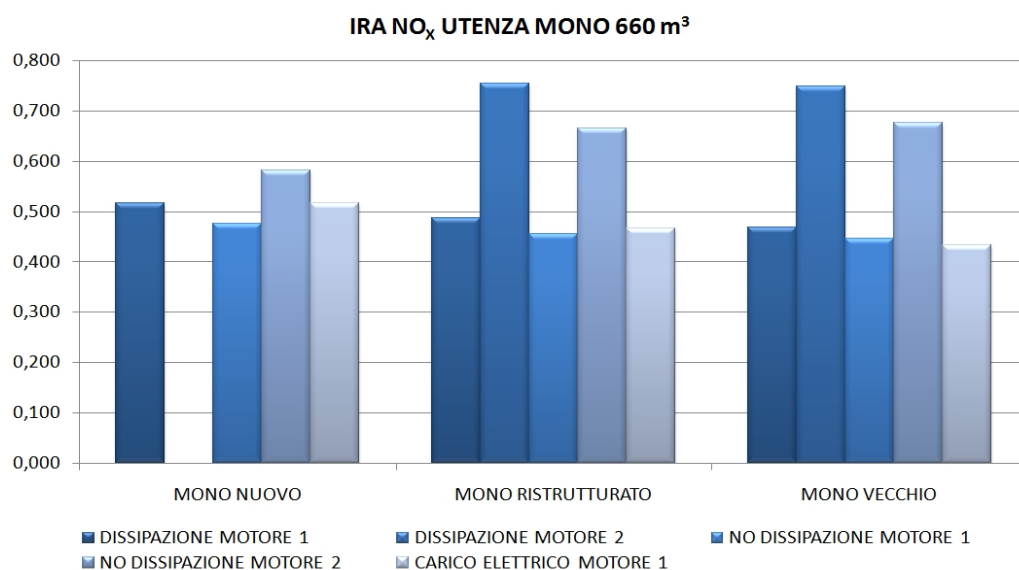
Se si confrontano le simulazioni per l'utenza da 660 m<sup>3</sup> e per l'utenza da 1000 m<sup>3</sup>, ci si accorge che i risultanti sono simili. Le uniche differenze che si osservano sono: l'IRA risulta minore nel caso di utenza monofamiliare vecchia da 1000 m<sup>3</sup>, rispetto all'utenza monofamiliare ristrutturata da 660 m<sup>3</sup>; nei casi di utenza monofamiliare ristrutturata e vecchia da 1000 m<sup>3</sup> la soluzione "DISSIPAZIONE MOTORE 2" è da preferirsi a "NO DISSIPAZIONE MOTORE 1".

Risultati analoghi si hanno nel caso di utenza monofamiliare da 318 m<sup>3</sup>. In questo caso la soluzione "DISSIPAZIONE 1" risulta migliore rispetto alla soluzione "NO DISSIPAZIONE MOTORE 2". Da tutto ciò si evince che non sempre la soluzione senza dissipazione è da preferirsi alla soluzione con dissipazione nel caso delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

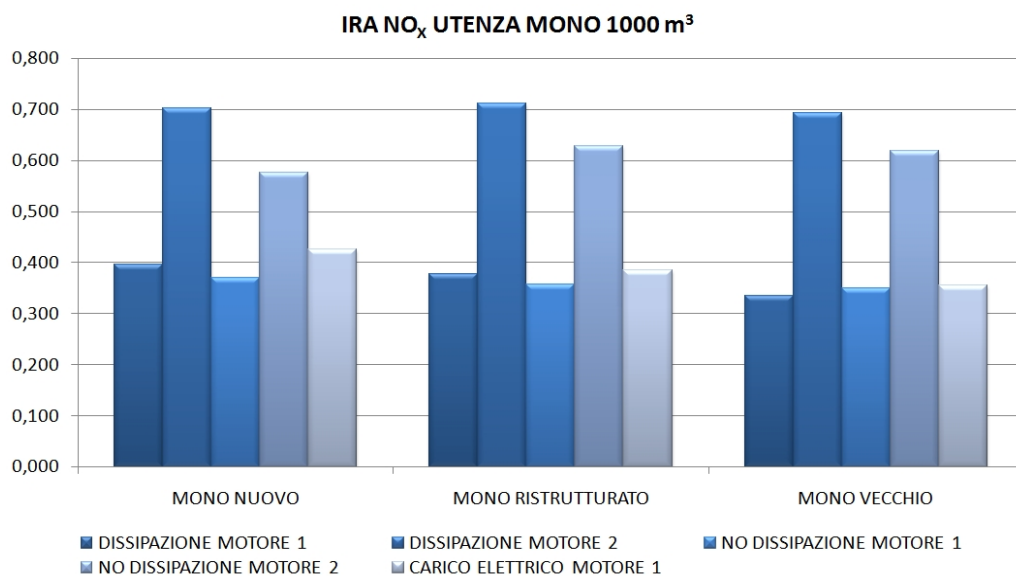
I maggiori valori dell'indice si riscontrano sempre nella simulazione "NO DISSIPAZIONE MOTORE 2", vista la consistente parte di energia elettrica esportata prodotta dal cogeneratore, che altrimenti sarebbe prodotta dal parco termoelettrico italiano.



**Figura 6.12:** Indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> per un'utenza monofamiliare di 318 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.13:** Indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> per un'utenza monofamiliare di 660 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.14:** Indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> per un'utenza monofamiliare di 1000 m<sup>3</sup>.

Al contrario delle emissioni di CO<sub>2</sub>, qui i valori più alti dell'indice IRA si hanno nel caso "DISSIPAZIONE MOTORE 2", perché tale soluzione garantisce una maggior produzione di energia elettrica cogenerata e quindi un minor acquisto dalla rete, che porterebbe emissioni molto maggiori di NO<sub>x</sub>.

Altro fatto da evidenziare è la diminuzione degli indici IRA con l'aumentare della volumetria dell'utenza: i valori migliori si hanno nel caso di utenze piccole. Se si confrontano, invece, i valori di IRA delle utenze nuove, ristrutturate e vecchie per una stessa volumetria, essi non cambiano significativamente.

**Tabella 6.8: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO NUOVO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
318	TRADIZIONALE		2742	2742		114		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	3275	2852	423	141	-110	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2							
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	2785	2373	412	120	369	19,8
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2							
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000						
660	TRADIZIONALE		4645	4645		176		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	4729	4330	400	198	315	24,1
	DISSIPAZIONE MOTORE 2							
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	4368	3960	408	182	685	9,7
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	5024	3937	1088	185	708	23,0
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	4479	4206	274	194	439	16,1
1000	TRADIZIONALE		6529	6529		238		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	6382	6008	374	258	521	13,2
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	9737	8057	1680	371	-1528	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	6055	5668	387	243	860	7,6
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	6680	5323	1358	247	1206	12,2
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	6250	5911	340	265	618	10,9

**Tabella 6.9: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
318	TRADIZIONALE		3632	3632		166		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	4043	3578	465	187	54	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	8353	6735	1617	319	-3103	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	3658	3190	468	171	442	15,9
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	4236	3162	1074	175	470	40,3
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000						
660	TRADIZIONALE		6502	6502		284		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	6514	6095	419	304	406	17,6
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	10009	8089	1920	408	-1587	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	6205	5770	434	290	731	9,0
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	7015	5402	1613	293	1100	13,6
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	6258	5983	275	297	519	13,3
1000	TRADIZIONALE		9356	9356		402		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	9087	8683	404	419	673	9,9
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	12039	10026	2013	511	-670	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	8828	8410	418	407	946	6,8
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	9537	7732	1806	410	1624	8,8
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	8947	8606	341	421	750	8,8

**Tabella 6.10: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA MONOFAMILIARE EDIFICIO VECCHIO**

VOLUMETRIA (m <sup>3</sup> )	TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
318	TRADIZIONALE		4341	4341		207		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	4733	4264	468	228	77	
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	8933	7140	1793	464	-2799	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	4357	3884	473	212	457	15,3
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	5119	3792	1327	288	548	32,2
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000						
660	TRADIZIONALE		7955	7955		369		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	7899	7454	444	385	501	13,8
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	11392	9330	2062	620	-1375	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	7635	7177	458	374	778	8,4
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	8510	6704	1806	377	1252	11,7
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	7740	7464	276	445	491	14,1
1000	TRADIZIONALE		11551	11551		530		
	DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	11366	10979	387	548	572	11,9
	DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	14118	12039	2079	634	-488	
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	6000	10990	10545	445	534	1006	6,4
	NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	13000	11732	9837	1895	538	1714	8,3
	CARICO ELETTRICO MOTORE 1	6000	11095	10749	346	546	802	8,2

L'analisi economica degli investimenti è realizzata considerando un esborso iniziale pari al costo del cogeneratore. Il risparmio annuo è calcolato sottraendo al costo netto dell'impianto tradizionale quello relativo all'impianto cogenerativo. Il tasso di interesse usato è del 4%, mentre il tasso di inflazione è del 2%, entrambi supposti costanti.

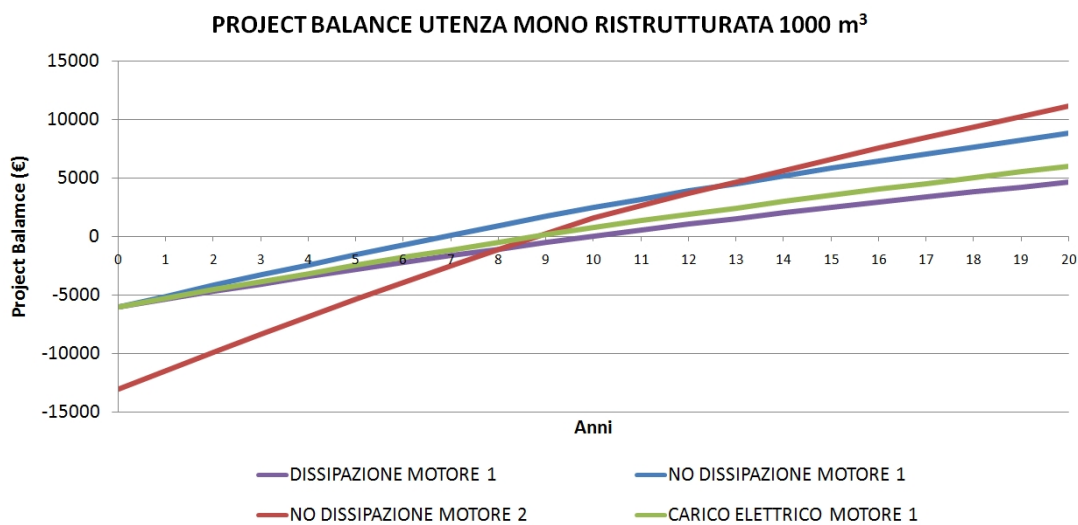
Dalle tabelle precedenti si osserva come non tutte le simulazioni portano ad avere dei risparmi annui e di conseguenza non tutte le simulazioni portano ad avere un ritorno economico dell'investimento. In tali casi il valore del risparmio annuo risulta negativo, ciò significa che invece di un guadagno si ha una perdita annua in termini di costi. Inoltre, ci sono dei casi in cui il risparmio è positivo, ma non è stato calcolato il tempo di ritorno economico: sono i casi in cui il risparmio annuo è talmente piccolo che il tempo di ritorno risulterebbe elevatissimo.

Se si analizza ulteriormente la tabella si capisce che le simulazioni che garantiscono un tempo di ritorno degli investimenti accettabile sono ancora più ridotte. Si considera un tempo di ritorno massimo accettabile 10 anni. Due sono le ragioni che spingono a scegliere questo valore: la prima in quanto i certificati di efficienza energetica hanno una durata di 10 anni e ciò significa che dall'undicesimo anno in poi non ci sarebbe più questa forma di incentivazione e di conseguenza il risparmio annuo diminuirebbe; la seconda consiste nel fatto che si suppone la vita degli impianti cogenerativi di 20 anni al massimo, ciò significa che se l'investimento viene coperto in 10 anni, nei rimanenti 10 si avrà un guadagno annuale significativo, che dal punto di vista di un investitore risulta conveniente.

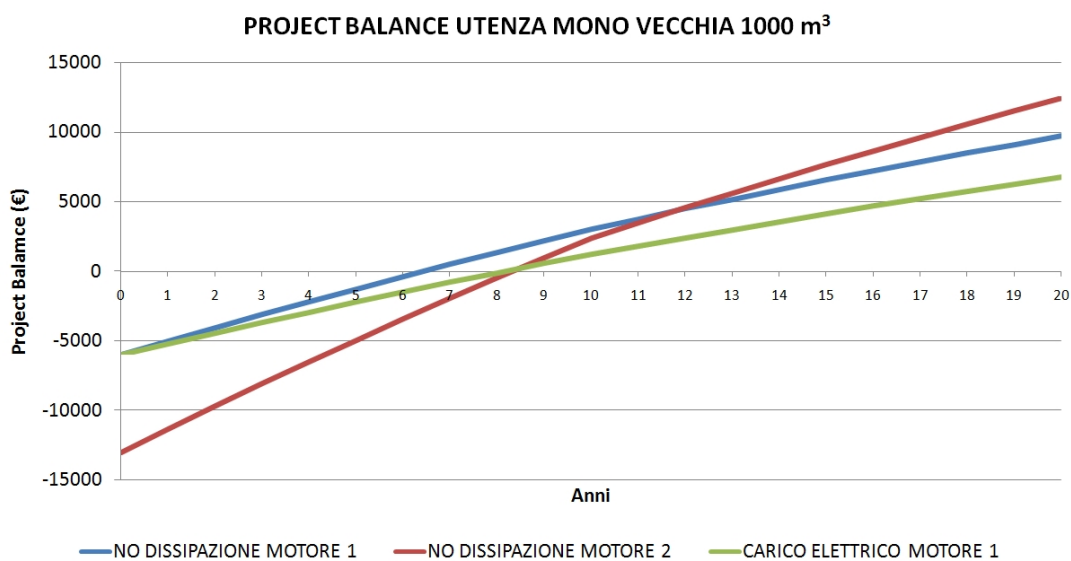
Detto ciò, dalle tabelle si evince che non è per niente conveniente dal punto di vista economico installare un motore a combustione interna cogenerativo in un utenza di piccole dimensioni, che sia essa nuova, ristrutturata o vecchia. Risulta, invece, conveniente in un solo caso installare un motore cogenerativo in un utenza di medie dimensioni, sia essa nuova, ristrutturata o vecchia, e cioè nel caso in cui viene installato un motore Ecowill ed esso funzioni senza dissipazione di energia termica.

Migliori sono i risultati ottenuti per le utenze di grandi dimensioni: se risulta sempre l'opzione "NO DISSIPAZIONE MOTORE 1" quella accettabile nel caso di utenza nuova, nel caso di utenze ristrutturata e vecchia le opzioni aumentano. Addirittura nel caso di utenza ristrutturata, tutte le simulazioni che riguardano il motore Ecowill garantiscono un tempo di ritorno accettabile, mentre nel caso di utenza vecchia solo la simulazione senza dissipazione e la simulazione che prevede di seguire il carico elettrico. Per quanto riguarda i due ultimi tipi di utenza anche la simulazione "NO DISSIPAZIONE MOTORE 2" garantisce un tempo di ritorno economico dell'investimento accettabile.

Di seguito sono riportati i grafici del project balance per quanto riguarda un'utenza monofamiliare ristrutturata di 1000 m<sup>3</sup> e un'utenza monofamiliare vecchia di 1000 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.15:** Project Balance relativo all'utenza monofamiliare ristrutturata di 1000 m<sup>3</sup>.



**Figura 6.16:** Project Balance relativo all'utenza monofamiliare vecchia di 1000 m<sup>3</sup>.

Per realizzare questi grafici, si è tenuto conto del mancato guadagno del meccanismo dei certificati di efficienza energetica dopo 10 anni. Si ricorda, inoltre, che si sono supposti costanti i costi dell'energia elettrica e del combustibile e si suppone che l'incentivo legato alla defiscalizzazione del gas sia sempre presente durante tutti i 20 anni di vita utile della macchina cogenerativa.

Dai grafici si osserva come la soluzione "NO DISSIPAZIONE MOTORE 2" garantisca il miglior project balance in entrambe le utenze, anche se non risulta la migliore dal punto di vista del tempo di ritorno dell'investimento. Se l'investitore non è propenso al rischio preferisce sempre la soluzione che garantisca il minor tempo di ritorno dell'investimento.

### 6.1.5 Conclusione utenza monofamiliare

Dal punto di vista energetico i risultati migliori, sia per quanto riguarda il PES, sia per quanto riguarda il risparmio di energia primaria tenendo conto dell'energia esportata alla rete, si ottengono facendo funzionare i due motori senza dissipare energia termica: il secondo motore risulta addirittura migliore, avendo un rendimento più alto.

Il motore della Senertec, però, viene penalizzato dal punto di vista economico. I tempi di ritorno economico risultano spesso inaccettabili, soprattutto nel caso di utenze monofamiliari di piccole dimensioni, siano esse nuove, ristrutturata o vecchie. Risulta recuperabile l'investimento del secondo motore solamente in utenze di grandi dimensioni (funzionamento senza dissipazione termica).

Il motore Ecowill dal punto di vista economico risulta migliore rispetto a quello della Senertec, sia per quanto riguarda le tipologie di utenze, sia per quanto riguarda le tipologie di funzionamento. L'installazione di tale motore in utenze monofamiliari di piccole dimensioni, risulta comunque escluso. Nei bilanci economici di un microcogeneratore, gioca un ruolo essenziale la situazione tariffaria: il prezzo dell'energia è troppo elevato e la valorizzazione dell'energia prodotta è troppo bassa. Un funzionamento trigenerativo, invece che cogenerativo, nelle utenze monofamiliari potrebbe garantire un ritorno degli investimenti migliore.

Dal punto di vista ambientale i risultati sono contrastanti: per diminuire le emissioni di CO<sub>2</sub> a livello globale è da preferire il funzionamento senza dissipazione termica; per diminuire le emissioni di NO<sub>x</sub> è da preferire il funzionamento con dissipazione termica.

## **6.2 Applicazione condominiale**

### 6.2.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate

Visto il grande numero di utenze condominiali in Italia, si è scelto di simulare il funzionamento di un sistema cogenerativo asservito a tali utenze. Il sistema cogenerativo simulato è il medesimo descritto in precedenza. Le utenze condominiali si distinguono da quelle monofamiliari per l'effetto dovuto alla contemporaneità dei carichi, elemento positivo se si pensa all'applicazione di un impianto di cogenerazione. Anche senza considerare i possibili vantaggi derivati dall'adozione di impianti di taglia maggiore, le utenze condominiali risultano favorite sotto questo aspetto rispetto a quelle monofamiliari.

Si è scelto di simulare il comportamento di 3 utenze condominiali che si distinguono per la tipologia di edificio e non più per la volumetria, come fatto precedentemente per le utenze monofamiliari: una diversa volumetria non dovrebbe incidere così marcatamente come nel

caso precedente. La volumetria scelta è stata di 10500 m<sup>3</sup>, tipica di un'utenza condominiale abitata da 120 persone. Le tipologie di edificio sono quelle descritte nel caso monofamiliare con gli stessi consumi cumulati annui: edificio nuovo, edificio ristrutturato, edificio vecchio.

Ovviamente anche per il caso condominiale le utenze analizzate hanno consumi tipici della zona climatica E. Anche in questo caso sono state scaldate le curve di carico presenti nel libro "La microcogenerazione a gas naturale" e i carichi termici includono la richiesta termica per il riscaldamento dell'ACS.

Per le simulazioni sono state scelte tre macchine cogenerative: motore TEMA 50-70 di Energifera; motore TEMA 100-100 di Energifera; microturbina C65 di Capstone. Il primo è un motore a combustione interna caratterizzato da una potenza elettrica pari a 50 kW<sub>e</sub>. La potenza termica recuperabile è di 97 kW<sub>th</sub> per un rendimento globale pari al 94,3%. Anche il secondo è un motore a combustione interna caratterizzato dallo stesso rendimento globale del primo, ma da una potenza elettrica e termica maggiore, pari rispettivamente a 100 kW<sub>e</sub> e a 194 kW<sub>th</sub>. I costi dei due motori si sono supposti costare rispettivamente 85000 euro (1700 €/kW<sub>e</sub>) e 160000 euro (1600 €/kW<sub>e</sub>), mentre i costi di O&M sono di 12 €/MWh<sub>e</sub> per il primo e 10 €/MWh<sub>e</sub>, vista la differenza di taglia. La microturbina C65 di Capstone è caratterizzata invece da un rendimento globale minore rispetto ai motori a combustione interna, pari all'80%. Sviluppa una potenza elettrica massima di 65 kW<sub>e</sub> e un potenza termica di 114 kW<sub>th</sub>. Il suo costo si aggira attorno ai 130000 euro (2000 €/kW<sub>e</sub>) e il suo costo di O&M è di circa 8 €/MWh<sub>e</sub>.

Nella tabella seguente vengono riportate alcune caratteristiche dei tre cogeneratori.

**Tabella 6.11:** Macchine cogenerative utilizzate nelle utenze condominiali.

Marca	Modello	Fuel	P <sub>el</sub> (kW)	P <sub>th</sub> (kW)	η <sub>el</sub>	η <sub>th</sub>	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	Costo impianto (euro)	Costo O&M (euro/kWh <sub>e</sub> )
Energifera	TEMA 50-70	GN	50	97	0,321	0,622	100	100	85000	0,012
Energifera	TEMA 100-100	GN	100	194	0,321	0,622	100	100	160000	0,01
Capstone	C65	GN, BG	65	114	0,29	0,51	19		130000	0,008

Come nel caso monofamiliare la taglia della caldaia integrativa è stata scelta caso per caso in modo tale che si riesca sempre a coprire il carico termico in caso di malfunzionamento o spegnimento della macchina cogenerativa. Anche per il caso condominiale si suppone che le caldaie siano di tipo tradizionale e siano già installate; inoltre, sono state utilizzate anche per il calcolo dei consumi e delle emissioni relative al caso di produzione separata di energia elettrica e calore.

Per quanto riguarda il volume del serbatoio di accumulo termico si è scelto un valore di 25 m<sup>3</sup>.

### 6.2.2 Scenario tariffario e tipologie di simulazioni

Lo scenario tariffario è lo stesso dell'utenza monofamiliare: il costo dell'energia elettrica è 18,52 c€/kWh, il costo del gas combustibile è 7,78 c€/kWh, il prezzo minimo garantito per la vendita dell'energia elettrica è 39 €/MWh, la defiscalizzazione dell'aliquota sul gas naturale è di 41 €/MWh e il valore dei certificati di efficienza energetica è 103,75 €/tep.

Anche le tipologie di simulazione sono le stesse dell'utenza monofamiliare, con la differenza che per il caso condominiale si è simulato anche il comportamento di un'altra tipologia di macchina cogenerativa, la microturbina Capstone, in modalità "NO DISSIPAZIONE" e in modalità "CARICO ELETTRICO". Le simulazioni per ogni tipologia di utenza sono 8, per un totale di 24.

Sono stati utilizzati due motori di diversa taglia per vedere come essa incide nei consumi e nelle emissioni ed è stata introdotta la microturbina Capstone per capire come variano i dati utilizzando una macchina cogenerativa diversa rispetto ai motori a combustione interna. Di seguito vengono analizzati i risultati delle simulazioni dei vari impianti cogenerativi con l'impianto tradizionale.

### 6.2.3 Analisi dei dati

Di seguito vengono riportate le tabelle contenenti i dati energetici, ambientali ed economici elaborati dal programma di calcolo per ogni tipologia di utenza condominiale. I dati ritenuti più significativi sono analizzati con l'aiuto di grafici.

**Tabella 6.12: PARAMETRI ENERGETICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO NUOVO**

TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
TRADIZIONALE								
DISSIPAZIONE MOTORE 1	313745		505357	139706	1070804		191203	122543
DISSIPAZIONE MOTORE 2	471348	317488	577975	454971	1772557	1193950	338312	133035
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	260493		505357	0	811506		167393	93100
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	297925		577975	0	928115		241631	56294
NO DISSIPAZIONE MTG	293075		515519	0	1010604		209305	83770
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	116293		230476	36565	444414		0	116293
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	34781	30436	67644	18620	149440	130774	0	34781
CARICO ELETTRICO MTG	15741	14720	26879	5142	59312	55465	0	15741

TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	CONSUMO ANNUALE TOTALE (kWh)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
TRADIZIONALE	138322	345806	553213	691517	1037322				
DISSIPAZIONE MOTORE 1	15780	39449	64397	80496	1190749	21,42	324580	0,76	12,31
DISSIPAZIONE MOTORE 2	5287	13217	0	0	1785775	5,17	97328	0,75	0,08
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	45222	113056	64397	80496	1005057	30,96	450748	0,94	26,75
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	82028	205071	0	0	1133186	30,96	508214	0,94	26,32
NO DISSIPAZIONE MTG	54552	136380	55607	69508	1216493	22,05	344092	0,80	14,67
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	22029	55072	317603	397004	896490	13,58	140832	0,78	13,18
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	103541	258854	478080	597600	1005894	3,03	31429	0,75	0,08
CARICO ELETTRICO MTG	122581	306454	518117	647646	1013411	2,31	23911	0,75	0,11

**Tabella 6.13: PARAMETRI ENERGETICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
TRADIZIONALE								
DISSIPAZIONE MOTORE 1	326221		539931	125679	1100290		201112	125108
DISSIPAZIONE MOTORE 2	545828	467599	784391	371229	1948594	1669319	412289	133538
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	278315		539931	0	867025		177891	100424
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	404325		784391	0	1259579		326258	78067
NO DISSIPAZIONE MTG	344024		605139	0	1186291		247435	96590
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	116293		233284	33757	444414		0	116293
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	34781	33255	73909	12355	149440	142886	0	34781
CARICO ELETTRICO MTG	15741		30301	1720	59312		0	15741

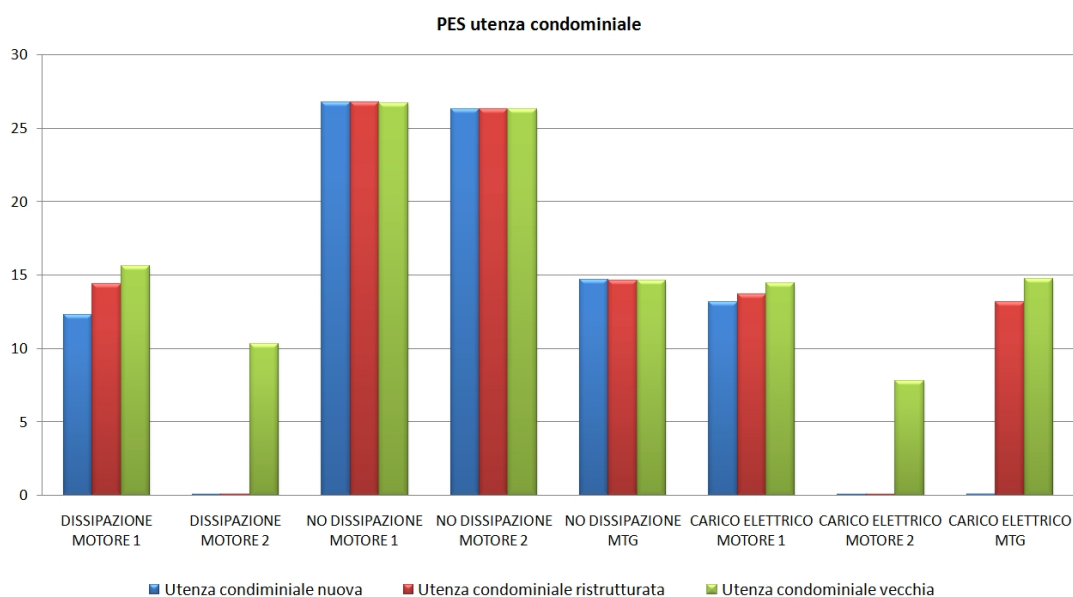
TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	CONSUMO ANNUALE TOTALE (kWh)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
TRADIZIONALE	138322	345806	840712	1050890	1396695				
DISSIPAZIONE MOTORE 1	13214	33035	312288	390359	1523684	19,78	375791	0,79	14,41
DISSIPAZIONE MOTORE 2	4784	11960	73739	92174	2052728	15,44	374690	0,75	0,09
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	37898	94745	312288	390359	1352130	26,57	489293	0,94	26,76
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	60256	150639	73739	92174	1502393	32,09	709949	0,94	26,33
NO DISSIPAZIONE MTG	41732	104331	246447	308058	1598681	20,67	416601	0,80	14,66
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	22029	55072	602449	753061	1252548	10,32	144148	0,79	13,70
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	103541	258854	758363	947953	1356247	2,90	40449	0,75	0,08
CARICO ELETTRICO MTG	122581	306454	800491	1000614	1366379	2,17	30316	0,78	13,14

**Tabella 6.14: PARAMETRI ENERGETICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO VECCHIO**

TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ANNUALE chp VIRTUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA UTILE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA DISSIPATA ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE (kWh)	F <sub>CHP</sub> ANNUALE VIRTUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA ELETTRICA AUTOCONSUMATA ANNUALE (kWh)
<b>TRADIZIONALE</b>								
DISSIPAZIONE MOTORE 1	334031		561578	116897	1118751		207686	126345
DISSIPAZIONE MOTORE 2	579017		876372	330831	1952776		445290	145569
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	289473		561578	0	901786		186474	103000
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	451738		876372	0	1407285		365668	86070
NO DISSIPAZIONE MTG	356591		627244	0	1229624		257436	99155
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	116293		237442	29600	444414		0	116293
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	34781		77035	9229	149440		0	34781
CARICO ELETTRICO MTG	15741		31442	579	59312		0	15741

TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	CONSUMO ANNUALE TOTALE (kWh)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
<b>TRADIZIONALE</b>									
DISSIPAZIONE MOTORE 1	11977	29942	513533	641916	1790609	18,45	405127	0,80	15,61
DISSIPAZIONE MOTORE 2	4595	9747	201458	251822	2214345	20,63	575401	0,75	10,31
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	35322	88306	513533	641916	1632008	23,83	510697	0,94	26,75
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	52252	130630	201458	251822	1789736	30,92	800955	0,94	26,32
NO DISSIPAZIONE MTG	39168	97919	447563	559453	1886997	18,67	433116	0,80	14,65
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	22029	55072	821828	1027284	1526770	8,93	149751	0,80	14,47
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	103541	258854	979335	1224169	1632462	2,63	44059	0,75	7,80
CARICO ELETTRICO MTG	122581	306454	1022888	1278609	1644375	1,92	32147	0,80	14,73

Con "MOTORE 1" si intende il motore TEMA 50-70 di Energifera, con "MOTORE 2" si intende il motore TEMA 100-100 di Energifera e con MTG si intende la microturbina C65 di Capstone. Di seguito vengo riportati i grafici dei parametri energetici più significativi.

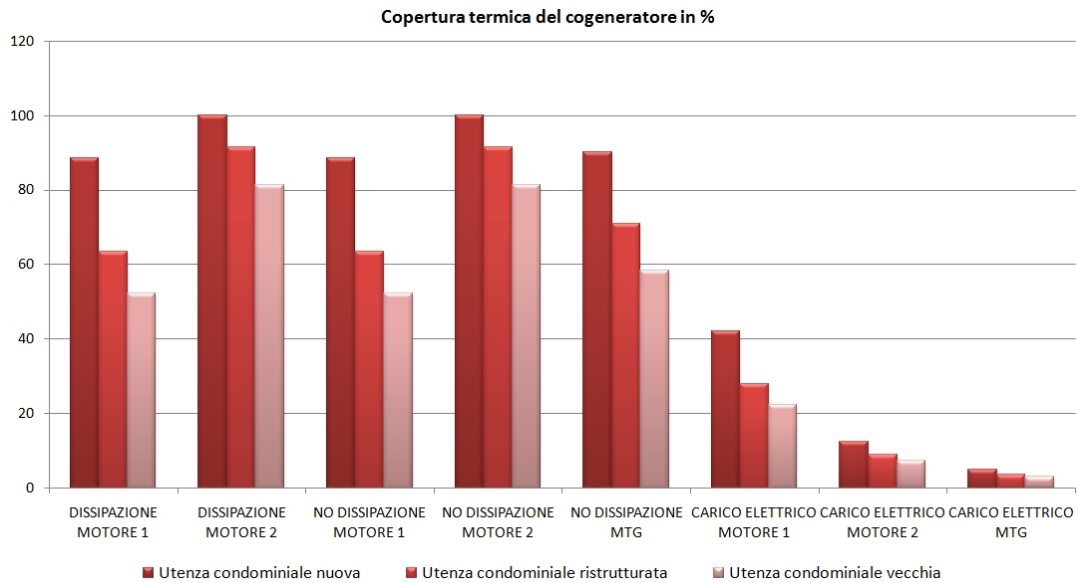


**Figura 6.17:** Indici PES relativi all'utenza condominiale.

I valori maggiori di PES si hanno quando non si dissipa energia termica con entrambi i motori a combustione interna (l'installazione del primo motore comporta valori leggermente maggiori rispetto all'installazione del secondo motore). L'installazione della microturbina comporta valori di PES nettamente minori, anche se pienamente accettabili, rispetto ai due motori a combustione interna, questo perché il rendimento globale della microturbina è inferiore. Tale differenza non incide se la microturbina lavora seguendo il carico elettrico dell'utenza.

Non conviene quasi mai dissipare energia termica con il secondo motore e nemmeno seguire il carico elettrico, così come non conviene seguire il carico elettrico con la microturbina nel caso di utenza condominiale nuova: i valori di PES di tali simulazioni sono prossimi allo zero. Per gli altri casi, cambiando la tipologia di utenza il valore del PES non varia di molto.

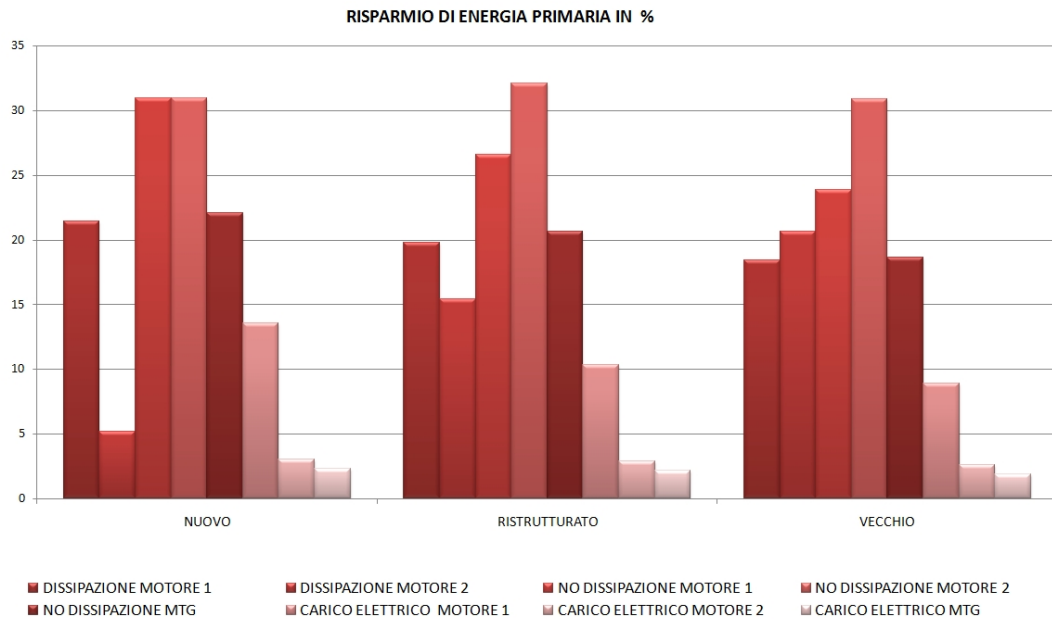
Dal grafico si evince che la miglior macchina da installare risulta il primo motore a combustione interna, quello di taglia minore, visto che garantisce buoni valori di PES per tutte e tre le tipologie di simulazione e per tutte e tre le tipologie di utenza.



**Figura 6.18:** Energia termica prodotta dai cogeneratori in percentuale per le utenze condominiali.

La percentuale di utilizzo del cogeneratore rispetto alla caldaia integrativa per soddisfare il fabbisogno termico dell'utenza più elevata si osserva nel caso di utenza condominiale nuova. Addirittura nei casi di utilizzo del motore 2 con e senza dissipazione la percentuale è del 100%: la caldaia integrativa non entra mai in funzione.

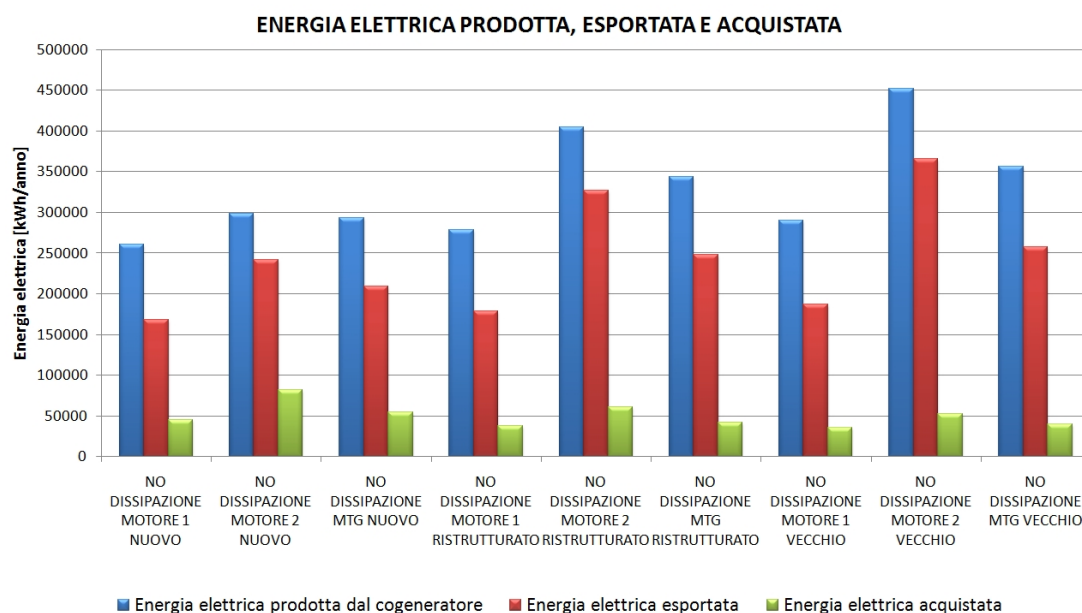
Variando la tipologia di edificio i valori calano visto che il fabbisogno termico è maggiore e quindi la caldaia integrativa deve entrare in funzione maggiormente. I casi in cui si sceglie di seguire il carico elettrico sono quelli che richiedono un maggior utilizzo della caldaia: l'energia termica che serve all'utenza viene prodotta quasi totalmente da essa. Non ci sono grandi differenze, invece per quanto riguarda le strategie con e senza dissipazione per ognuna delle macchine cogenerative.



**Figura 6.19:** Risparmi di energia primaria in percentuale relativi alle utenze condominiali.

I risparmi di energia primaria sono di più difficile interpretazione. Si nota come i risparmi minori si hanno nel caso in cui viene seguito il carico elettrico dell'utenza, mentre i risparmi maggiori si hanno quando non si dissipa energia termica utilizzando i motori a combustione interna (valori sempre maggiori del 23%). Il secondo motore garantisce sempre maggiori risparmi rispetto al primo in virtù di una maggiore quantità di energia elettrica esportata, tranne nel caso di utenza condominiale nuova: qui i valori sono praticamente identici.

Per quanto riguarda tutte le altre simulazioni, esse garantiscono comunque un notevole risparmio di energia primaria (sempre più del 15%), tranne quando c'è dissipazione da parte del secondo motore per l'utenza condominiale nuova.



**Figura 6.20:** Energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi, esportata alla rete e acquistata dalla rete nel caso di funzionamento senza dissipazione termica per le utenze condominiali.

L'energia elettrica acquistata risulta sempre di molto inferiore rispetto a quella prodotta dal cogeneratore e di quella esportata alla rete. La maggior produzione di energia elettrica e la maggior quantità di energia elettrica esportata si hanno nei casi di dissipazione e non dissipazione nelle utenze condominiali ristrutturate e vecchie quando si installa il secondo motore a combustione interna.

**Tabella 6.15: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO NUOVO**

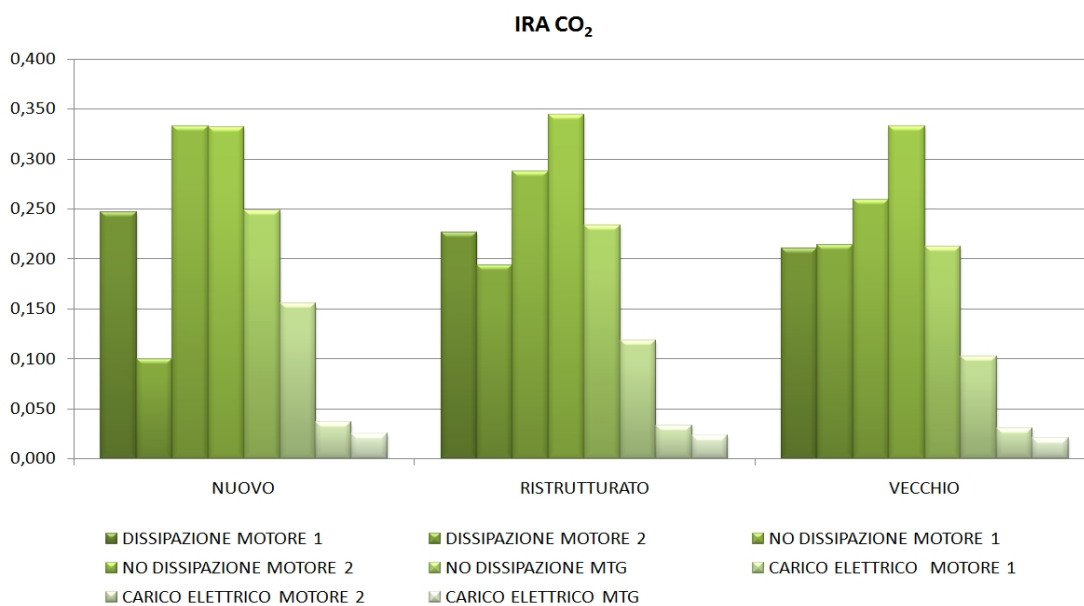
TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)			EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)		
		IRA CO <sub>2</sub>					IRA NO <sub>x</sub>		
TRADIZIONALE	217998					48,16			
DISSIPAZIONE MOTORE 1	243957	324054	0,247	80097	16,68	105,40	0,842	88,72	
DISSIPAZIONE MOTORE 2	365056	405653	0,100	40597	19,90	145,12	0,863	125,22	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	207315	310848	0,333	103533	21,93	98,98	0,778	77,05	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	235108	352026	0,332	116918	31,82	119,02	0,733	87,20	
NO DISSIPAZIONE MTG	250920	334095	0,249	83175	17,82	110,29	0,838	92,48	
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	184116	217998	0,155	33882	16,79	53,78	0,688	36,99	
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	210048	217998	0,036	7950	38,86	53,78	0,277	14,92	
CARICO ELETTRICO MTG	212421	217998	0,026	5577	43,34	53,78	0,194	10,44	

**Tabella 6.16: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)			EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)		
		IRA CO <sub>2</sub>					IRA NO <sub>x</sub>		
TRADIZIONALE	291415					53,78			
DISSIPAZIONE MOTORE 1	311861	402968	0,226	91107	21,14	108,08	0,804	86,94	
DISSIPAZIONE MOTORE 2	419571	520104	0,193	100533	23,04	165,10	0,860	142,06	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	277898	390087	0,288	112189	25,37	101,81	0,751	76,44	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	309578	472384	0,345	162806	30,84	141,87	0,783	111,03	
NO DISSIPAZIONE MTG	328435	428662	0,234	100227	18,43	120,59	0,847	102,15	
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	256856	291415	0,119	34559	22,35	53,78	0,584	31,43	
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	281624	291415	0,034	9791	44,33	53,78	0,176	9,45	
CARICO ELETTRICO MTG	284530	291415	0,024	6885	48,86	53,78	0,092	4,92	

**Tabella 6.17: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO VECCHIO**

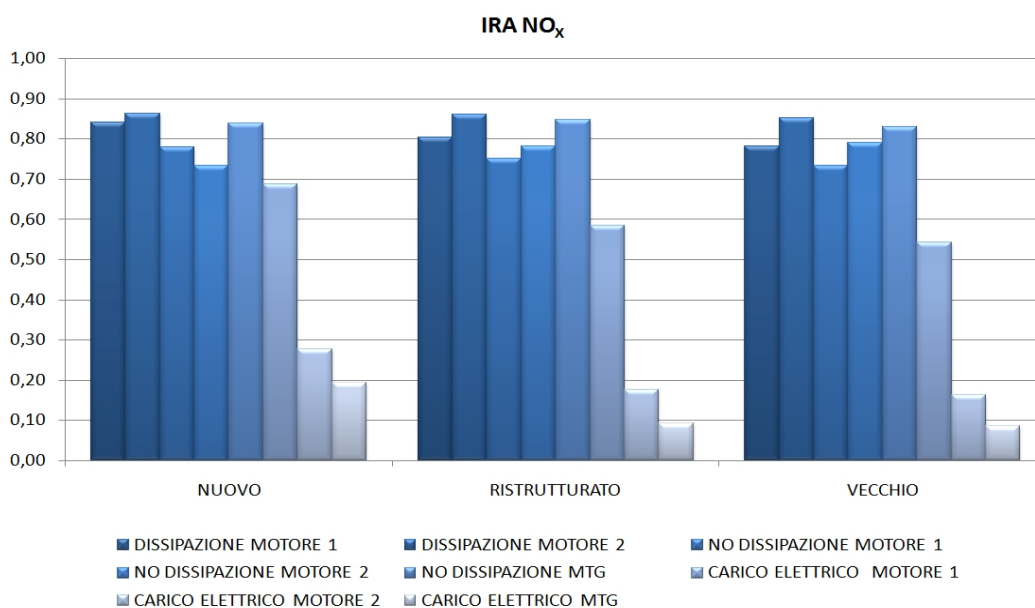
TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA			NO <sub>x</sub> EMESSI			
		ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)
TRADIZIONALE	348582				58,15			
DISSIPAZIONE MOTORE 1	366338	463781	0,210	97443	24,92	114,23	0,782	89,31
DISSIPAZIONE MOTORE 2	468107	595575	0,214	127468	26,31	178,38	0,853	152,07
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	334962	452015	0,259	117053	28,98	108,50	0,733	79,52
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	367929	551411	0,333	183482	32,71	156,88	0,791	124,17
NO DISSIPAZIONE MTG	387224	491377	0,212	104153	21,76	127,66	0,830	105,90
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	312879	348582	0,102	35703	26,64	58,15	0,542	31,51
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	338053	348582	0,030	10529	48,65	58,15	0,163	9,50
CARICO ELETTRICO MTG	341323	348582	0,021	7259	53,21	58,15	0,085	4,94



**Figura 6.21:** Indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> relativi alle utenze condominiali.

Al contrario dell'ambito monofamiliare, nell'ambito condominiale tutte le soluzioni garantiscono un indice IRA positivo. I risultati peggiori si hanno nel caso si segua il carico elettrica.

Il grafico dell'indice IRA è simile al grafico del risparmio di energia primaria analizzato in precedenza: i valori di IRA maggiori si hanno per i casi senza dissipazione. Cambiando la tipologia di edificio i valori non variano di molto.



**Figura 6.21:** Indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> relativi alle utenze condominiali.

Gli indici IRA NO<sub>x</sub> sono migliori rispetto a quelli della CO<sub>2</sub>. I valori peggiori si hanno sempre nel caso in cui si segua il carico elettrico, visto che molta dell'energia elettrica viene importata dalla rete e molta dell'energia termica viene prodotta dalla caldaia ausiliaria, soprattutto quando si utilizza la microturbina. I valori maggiori, al contrario di quanto accade per le emissioni di CO<sub>2</sub>, si hanno nel caso di dissipazione termica e nel caso di utilizzo, soprattutto utilizzando il secondo motore, e nel caso di utilizzo senza dissipazione della microturbina, che, sebbene abbia un rendimento globale inferiore rispetto ai motori a combustione interna, garantisce un valore di emissioni di NO<sub>x</sub> specifico molto basso (19 mg/Nm<sup>3</sup>). Anche in questo caso cambiando la tipologia di utenza i valori non variano di molto.

**Tabella 6.18: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO NUOVO**

TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
TRADIZIONALE		81630	81630		2213		
DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	96516	73087	23429	4023	8543	11,2
DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	143598	108367	35230	4713	-26737	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	81156	59226	21930	3384	22404	4,0
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	90378	63447	26931	2979	18183	9,8
NO DISSIPAZIONE MTG	130000	96703	73212	23490	2567	8418	18,6
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	85000	72208	66120	6088	2666	15510	5,9
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	1600000	79556	77863	1692	2260	3767	
CARICO ELETTRICO MTG	130000	79902	79111	790	2198	2519	

**Tabella 6.19: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO RISTRUTTURATO**

TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
TRADIZIONALE		110739	110739		3363		
DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	123584	98773	24810	5164	11966	7,7
DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	165411	122910	42501	5753	-12170	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	109432	86037	23395	4589	24702	3,6
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	120664	84177	36487	4338	26563	6,5
NO DISSIPAZIONE MTG	130000	127727	100089	27638	3738	10650	14,1
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	85000	101049	94922	6127	3805	15817	5,7
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	1600000	107934	106217	1717	3381	4522	
CARICO ELETTRICO MTG	130000	108492	107670	822	3328	3069	

**Tabella 6.20: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA CONDOMINIALE EDIFICIO VECCHIO**

TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
TRADIZIONALE		133405	133405		4258		
DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	145260	119572	25689	6063	13833	6,6
DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	178965	132810	46155	6596	596	
NO DISSIPAZIONE MOTORE 1	85000	132170	107783	24387	5528	25622	3,5
NO DISSIPAZIONE MOTORE 2	160000	144079	103270	40809	5323	30135	5,7
NO DISSIPAZIONE MTG	130000	151087	122404	28683	4643	11002	13,6
CARICO ELETTRICO MOTORE 1	85000	123261	117076	6184	4683	16329	5,5
CARICO ELETTRICO MOTORE 2	1600000	130308	128581	1727	4265	4824	
CARICO ELETTRICO MTG	130000	131010	130172	838	4217	3233	

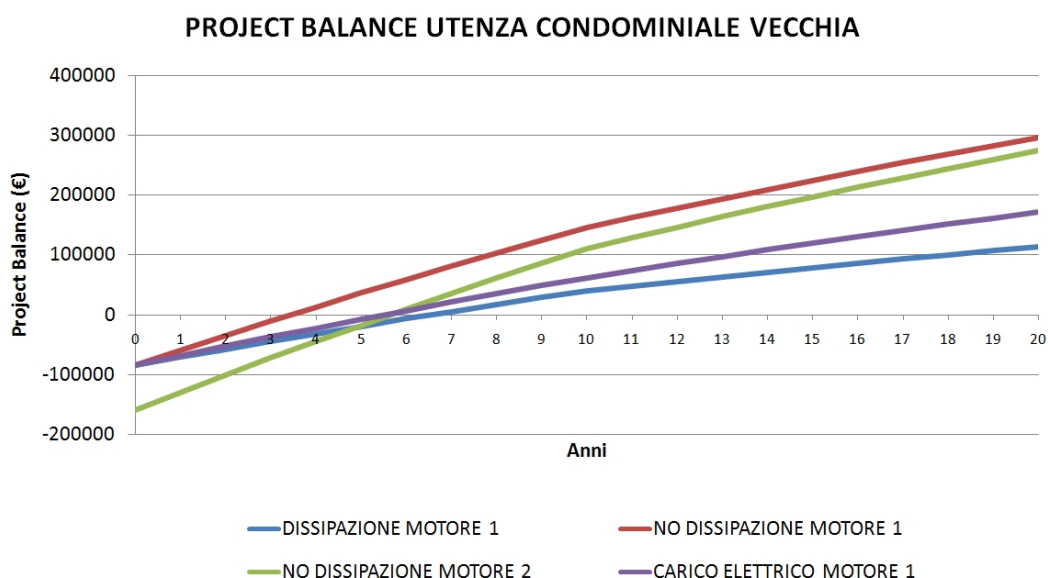
Le stesse considerazioni fatte per il caso monofamiliare valgono per il caso condominiale. Anche qui l'esborso iniziale è pari al costo del cogeneratore, il tasso di interesse usato è del 4% e l'inflazione del 2%, entrambi supposti costanti.

Si osserva che anche nel caso condominiale alcune soluzioni non portano ad avere un tempo di ritorno dell'investimento effettivo o accettabile. Lasciando stare i casi in cui esso non è stato neanche calcolato, i valori più alti si riscontrano quando si utilizza la microturbina; infatti, le microturbine hanno lo svantaggio di avere costi specifici ancora troppo elevati per sfondare nel mercato residenziale (circa 2000 €/kWh o anche maggiore).

Dalle tabelle si evince che più l'utenza è vecchia, maggiore è il risparmio annuo dovuto all'utilizzo dell'impianto cogenerativo rispetto a quello tradizionale e minore è il tempo di ritorno economico dell'investimento.

In generale, i tempi di ritorno sono minori rispetto a quelli delle utenze monofamiliari. I valori minori si hanno nel caso di funzionamento senza dissipazione termica utilizzando il primo motore; molto accettabili risultano anche i tempi di ritorno utilizzando il primo motore seguendo il carico elettrico, mentre non sempre risultano accettabili se si ha dissipazione termica. Per quanto riguarda il secondo motore, l'unica soluzione interessante risulta quella senza dissipazione termica, visto che sia nel caso con dissipazione, sia nel caso in cui si segua il carico elettrico, i risparmi sono minimi o, addirittura, si hanno delle perdite.

Di seguito viene riportato il grafico del project balance per quanto riguarda un'utenza condominiale vecchia.



**Figura 6.22:** Project Balance relativo ad un'utenza condominiale vecchia.

La soluzione che garantisce un tempo di ritorno più basso e i guadagni maggiori dopo vent'anni risulta "NO DISSIPAZIONE MOTORE 1" (il contributo economico dovuto ai certificati di efficienza energetica si azzerà dopo i 10 anni, mentre la defiscalizzazione del gas è sempre presente).

#### 6.2.4 Conclusione utenza condominiale

L'utenza condominiale è caratterizzata da tempi di ritorno minori rispetto all'utenza monofamiliare. L'unica macchina che non risulta conveniente dal punto di vista economico è la microturbina. I risparmi economici maggiori sono dovuti ai migliori rendimenti elettrici.

I maggiori benefici ambientali sono proporzionali ai maggiori risparmi energetici conseguiti e alle minori emissioni specifiche dei cogeneratori di taglia più grande. Come nel caso monofamiliare gli indici IRA migliori per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica si hanno con funzionamento senza dissipazione termica, mentre quelli dovuti alle emissioni di ossidi di azoto si hanno con funzionamento con dissipazione termica, anche se ottimi risultati si ottengono anche nel caso senza dissipazione. Non conviene la terza tipologia di funzionamento.

Anche dal punto di vista energetico i risultati sono migliori rispetto al caso monofamiliare: si può raggiungere in alcuni casi un risparmio di energia primaria pari a circa il 30%. Il funzionamento seguendo il carico elettrico risulta sempre sconsigliato.

### **6.3 Utenze del settore terziario: ospedale**

#### 6.3.1 Tipologia di utenza e macchine cogenerative utilizzate

Gli ospedali si trovano ad affrontare sempre più elevate pressioni sui costi, per cui la loro prosperità a lungo termine richiede agli amministratori un'approfondita comprensione dei costi di esercizio e una piena consapevolezza delle soluzioni migliori in grado di produrre un risparmio sui costi. L'uso della cogenerazione taglierebbe i costi, migliorando in modo significativo l'efficienza energetica degli ospedali.

Gli impianti di cogenerazione sono ideali per le seguenti esigenze specifiche degli ospedali:

- elevata domanda di riscaldamento degli ambienti;
- domanda di riscaldamento tramite acqua calda durante tutto l'anno;

- elevata domanda di energia con un ritmo quotidiano costante e un carico di base costante;
- domanda simultanea di calore ed energia.

I rapidi aumenti del prezzo dell'energia negli ultimi anni hanno generato sfide particolari per gli ospedali. Secondo l'ASUE, l'associazione tedesca per l'uso efficiente ed ecologico dell'energia ("Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch"), questi sono i settori nei quali la generazione efficiente di energia e calore può dare un contributo importante: *"Gli studi (...) hanno dimostrato che in molti ospedali è possibile ridurre i costi energetici del 30 e fino al 40 per cento. Tale riduzione dei costi energetici, in cifre assolute, significherebbe: molti piccoli ospedali con circa 300 posti letto potrebbero ridurre il loro budget di costi reali di circa 200.000 euro l'anno, mentre i grandi ospedali con oltre 500 posti letto potrebbero realizzare risparmi di 400.000 euro l'anno o più"* (ASUE: Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern - impianti di cogenerazione negli ospedali - 2010, p. 7).

Si è scelto di simulare un ospedale di piccole dimensioni, 140 posti letto, utilizzando tre motori a combustione interna di diversa taglia e una microturbina a gas. Lo scopo è capire come incide la differenza di taglia e una diversa tipologia di macchina cogenerativa per quanto riguarda i parametri energetici, ambientali ed economici. I motori considerati sono tutti di Ecogen, mentre la microturbina è di Capstone. La seguente tabella riporta le principali caratteristiche delle macchine cogenerative.

**Tabella 6.21:** Macchine cogenerative utilizzate nell'utenza ospedale.

Marca	Modello	Fuel	P <sub>el</sub> (kW)	P <sub>th</sub> (kW)	η <sub>el</sub>	η <sub>th</sub>	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	Costo impianto (euro)	Costo O&M (euro/kWh <sub>e</sub> )
Ecogen	EG140	GN,BG,GPL,G	140	207	0,351	0,519	250	300	210000	0,01
Ecogen	EG200	GN, BG, GPL, G	200	274	0,372	0,509	250	300	300000	0,01
Ecogen	EG350	GN,BG,GPL,G	347	430	0,371	0,46	250	300	510000	0,01
Capstone	C200	GN, BG	195	278	0,33	0,47	18		390000	0,007

Anche nel caso dell'ospedale la taglia dell'impianto di riscaldamento è stata scelta in modo che esso riesca sempre a coprire il carico termico in caso di malfunzionamento o spegnimento della macchina cogenerativa. il volume del serbatoio di accumulo termico è stato scelto pari a 25 m<sup>3</sup>.

### 6.3.2 Scenario tariffario e tipologie di simulazioni

Lo scenario tariffario cambia rispetto alle utenza dell'ambito residenziale: il prezzo dell'energia elettrica è stato scelto in base alla quantità di energia elettrica annua

acquistata dalla rete per le varie simulazioni. La seguente tabella mostra i prezzi dell'energia elettrica per fasce di consumo.

**Tabella 6.22: Prezzo dell'energia elettrica per fascia di consumo (Fonte Eurostat).**

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Danimarca	11,49	23,14	9,18	25,47	8,52	24,59	8,48	24,56	7,62	23,49	7,62	23,49
Francia	11,30	16,44	9,12	13,80	7,04	11,05	6,19	9,63	5,85	8,64	5,38	7,11
Germania	14,13	28,91	10,63	23,56	8,26	20,32	7,17	17,91	6,32	15,37	5,97	14,30
<b>Italia</b>	<b>17,42</b>	<b>31,41</b>	<b>12,30</b>	<b>23,70</b>	<b>10,66</b>	<b>20,17</b>	<b>9,62</b>	<b>17,55</b>	<b>8,73</b>	<b>15,38</b>	<b>7,38</b>	<b>11,95</b>
Regno Unito	16,73	20,61	14,20	17,64	12,68	15,77	11,61	14,33	11,62	14,23	11,29	13,82
Spagna	26,97	34,30	15,05	19,14	11,83	15,04	10,19	12,97	7,96	10,12	7,75	9,86

Il prezzo del gas è stato preso pari a 4,11 c€/kWh, corrispondente alla fascia di consumo 263'000-2'627'000 m<sup>3</sup> (fonte prezzi energia elettrica e gas: elaborazione AEEGSI su dati Eurostat).

Il prezzo minimo garantito per la vendita dell'energia elettrica è sempre 39 €/MWh, mentre la defiscalizzazione dell'aliquota sul gas naturale è di 2,7 €/MWh, valore di un ordine di grandezza inferiore rispetto all'ambito residenziale. Il valore dei certificati di efficienza energetica rimane 103,75 €/tep.

Per il caso ospedale sono state effettuate più simulazioni della tipologia con dissipazione termica, perché essa non incide così negativamente come nel caso residenziale per quanto riguarda il calcolo dell'indice PES. Si è infatti scelto di far funzionare i motori a combustione interna, in modalità dissipativa, sia la 50% del carico, sia al 30% (per il secondo motore utilizzato, EG200 di Ecogen, è stata effettuata un'ulteriore simulazione con dissipazione termica, facendolo funzionare a carico parziale del 60%, per confrontarlo poi con il funzionamento in dissipazione della microturbina a gas). La microturbina a gas, invece, si è scelto di farla funzionare al 60% del carico, visto che valori di funzionamento inferiori comporterebbero un brusco peggioramento del rendimento della stessa.

Per tutte le macchine cogenerative si è simulato inoltre il funzionamento senza dissipazione e seguendo il carico elettrico.

Nel caso ospedale si è preferito dare maggior spazio al confronto tra macchine cogenerative diverse, motore a combustione interna e microturbina a gas, della stessa taglia. Di seguito vengono analizzati i risultati delle simulazioni dei vari impianti cogenerativi con l'impianto tradizionale.

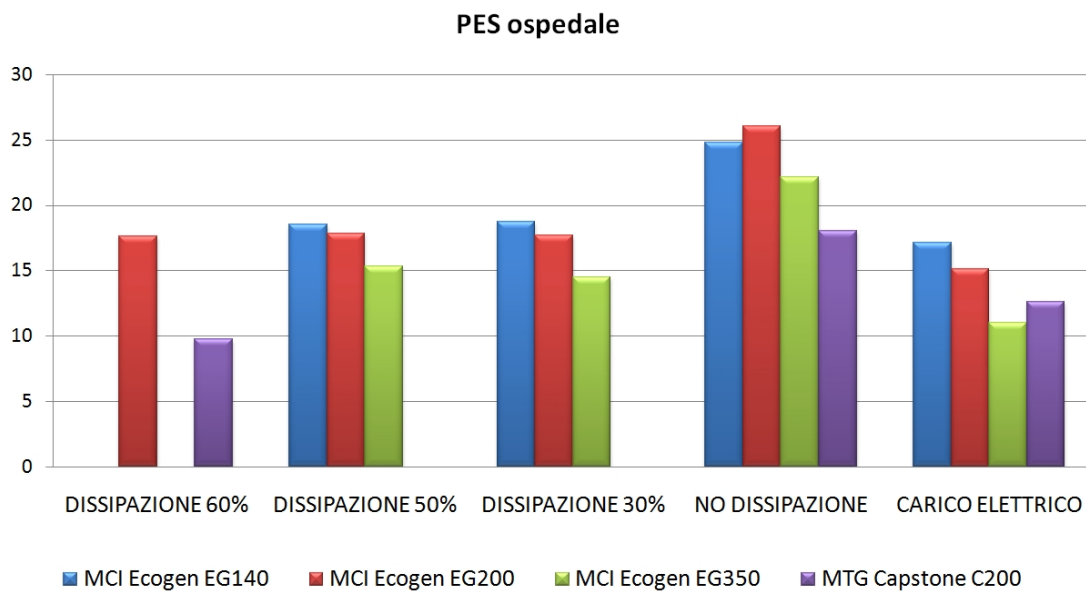
### 6.3.3 Analisi dei dati

Di seguito vengono riportate le tabelle contenenti i dati energetici, ambientali ed economici elaborati dal programma di calcolo per l'utenza ospedale. I dati ritenuti più significativi sono analizzati con l'aiuto di grafici.



COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	CONSUMO ANNUALE TOTALE (kWh)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	η GLOBALE	PES
ECOGEN EG140	DISSIPAZIONE 60%									
	DISSIPAZIONE 50%	59287	148217	1050436	1313045	4646450	21,79	1294674	0,78	18,54
	DISSIPAZIONE 30%	102682	256706	1050436	1313045	4650261	21,35	1262707	0,79	18,76
	NO DISSIPAZIONE	184669	461673	1050436	1313045	4490133	24,06	1422836	0,87	24,81
	CARICO ELETTRICO	11940	29850	1298908	1623634	4188209	18,02	920669	0,78	17,14
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	11609	29023	759128	948910	5241178	24,78	1726881	0,76	17,65
	DISSIPAZIONE 50%	27588	68971	759128	948910	5184322	24,65	1696314	0,77	17,83
	DISSIPAZIONE 30%	92511	231276	759128	948910	5156730	23,43	1577811	0,78	17,73
	NO DISSIPAZIONE	231007	577518	759128	948910	4866527	27,93	1885801	0,88	26,09
	CARICO ELETTRICO	96897	242243	1425820	1782275	4335991	15,13	772887	0,76	15,15
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%									
	DISSIPAZIONE 50%	0	0	120679	150849	7117683	22,92	2116158	0,75	15,33
	DISSIPAZIONE 30%	30240	75599	120679	150849	6777565	22,42	1958284	0,75	14,52
	NO DISSIPAZIONE	299042	747606	120679	150849	5999635	29,81	2547834	0,83	22,16
	CARICO ELETTRICO	383247	958116	1883933	2354917	4935062	3,40	173816	0,75	11,01
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	13686	34215	742711	928389	5575461	18,86	1296278	0,70	9,76
	DISSIPAZIONE 50%									
	DISSIPAZIONE 30%									
	NO DISSIPAZIONE	233328	583320	742711	928389	5168392	22,50	1500211	0,80	18,08
	CARICO ELETTRICO	490307	1225767	2048310	2560388	4800686	6,03	308193	0,72	12,60
	TRADIZIONALE	816144	2040359	2454815	3068519	5108878				

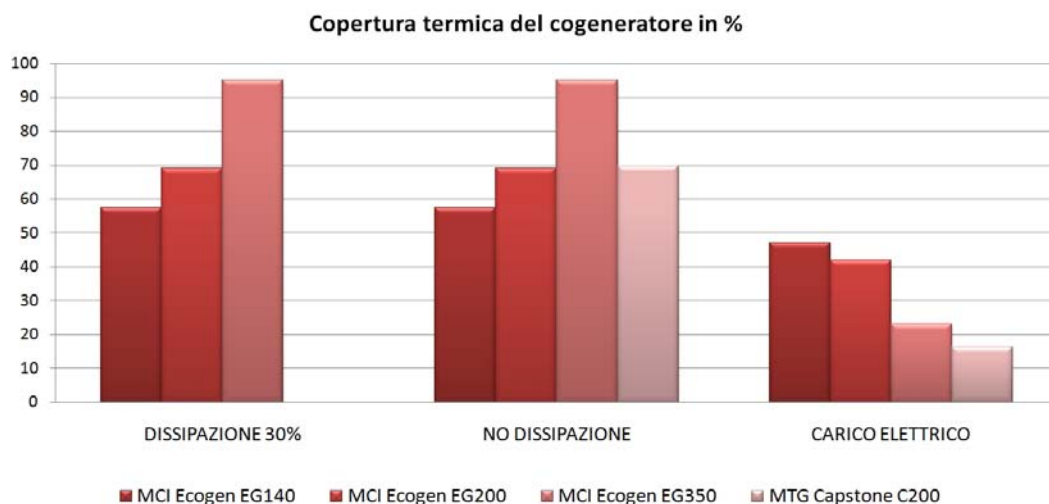
La percentuale di seguito alla voce "DISSIPAZIONE" indica il funzionamento a carico parziale della macchina cogenerativa. Per esempio la voce "DISSIPAZIONE 60%", indica che il cogeneratore quando dissipa energia termica funziona costantemente al 60% del carico nominale. Di seguito sono riportati i grafici relativi ai parametri energetici.



**Figura 6.23:** Indici PES relativi all'utenza ospedale.

I valori maggiori dell'indice PES si hanno nel caso non si dissipi energia termica (circa 25%). I valori più alti in generale, si hanno installando i due motori a combustione interna di taglia più piccola. I valori peggiori si hanno quando le macchine cogenerative seguono il carico elettrico, con eccezione della microturbina a gas dove il valore peggiore si riscontra nel caso di dissipazione termica.

Al contrario di quanto avviene nell'ambito residenziale, qui tutte le simulazioni con dissipazione termica garantiscono valori dell'indice di risparmio energetico elevati, quasi sempre maggiori del 15%, a testimonianza del fatto che avere dissipazioni termiche anche elevate nel caso ospedale non incide negativamente nel calcolo del PES.

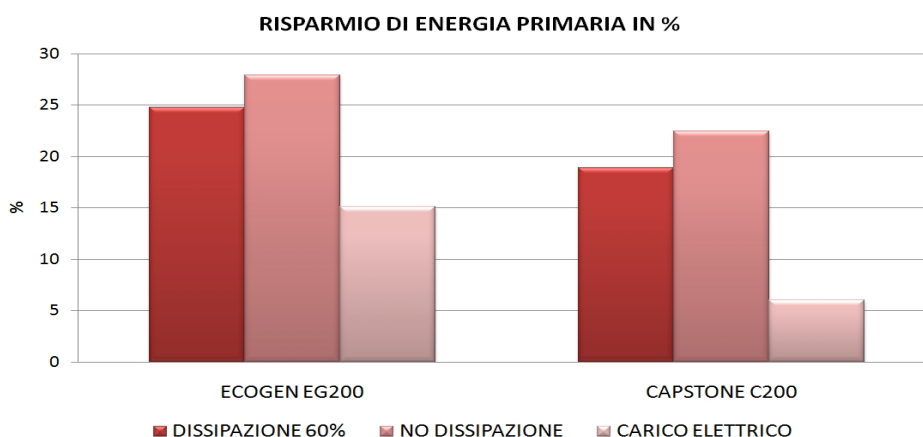


**Figura 6.24:** Energia termica prodotta dai cogeneratori in percentuale per l'utenza ospedale.

Per quanto riguarda la copertura termica del cogeneratore in percentuale si sono riportati nel grafico solo i valori di "DISSIPAZIONE 30%", essendo quelli delle altre dissipazioni gli stessi. Si osserva come il motore EG350 di Ecogen garantisca una maggiore copertura termica nei casi con e senza dissipazione e di conseguenza un minor utilizzo della caldaia ausiliaria.

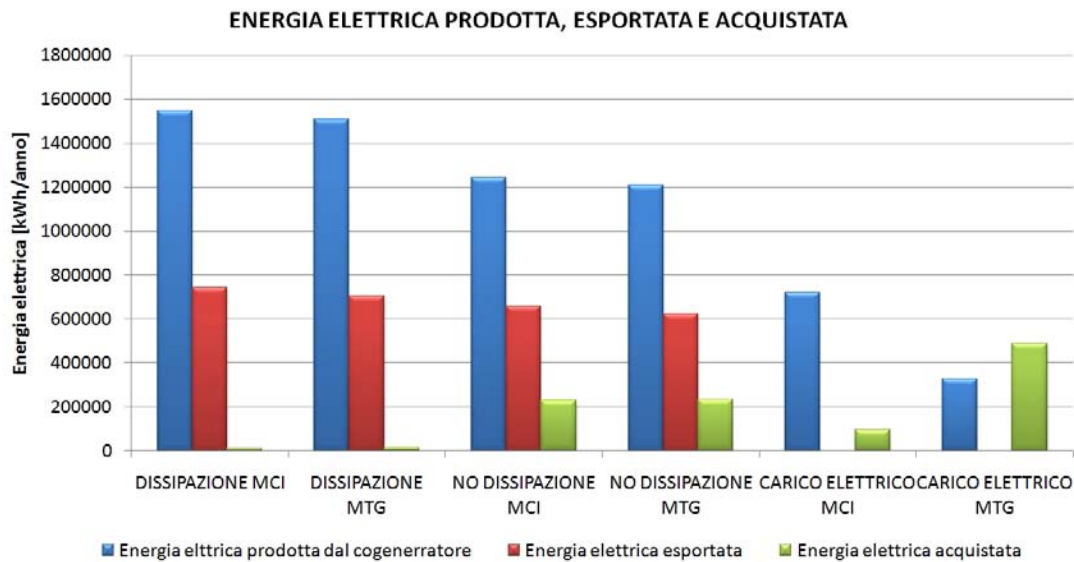
La copertura termica garantita dalla microturbina nel caso senza dissipazione risulta la medesima del motore a combustione interna di uguale taglia. I valori di copertura più bassi si riscontrano sempre nel caso in cui si segua il carico elettrico; qui la microturbina presenta il valore peggiore, visto che essa segue il carico termico fino al 60% del carico nominale.

Nei grafici successivi verranno riportati solamente i dati riguardanti il motore EG 200 e la microturbina C200.



**Figura 6.25:** Confronto risparmio di energia primaria in percentuale tra Ecogen EG200 e Capstone C200 relativo all'utenza ospedale.

Si osserva che i risparmi di energia primaria maggiori si hanno nel caso si utilizzi il motore per tutti i tipi di simulazione. Dal grafico si evince che i casi con e senza dissipazione garantiscono i maggiori risparmi di energia primaria.



**Figura 6.26:** Energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi Ecogen EG200 e Capstone C200, esportata alla rete e acquistata dalla rete nel caso di funzionamento senza dissipazione termica per l'utenza ospedale.

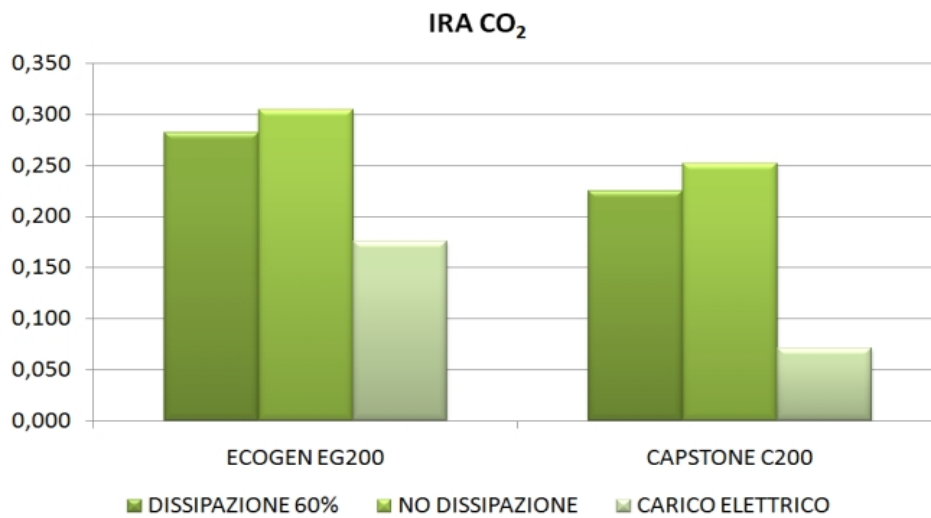
Da quest'ultimo grafico si osserva come nel caso "DISSIPAZIONE", sia per quanto riguarda il motore a combustione interna (EG200), sia per quanto riguarda la microturbina, la quantità di energia elettrica acquistata dalla rete è minima. Si vedrà successivamente che questo fatto comporta un risparmio annuo maggiore nel caso di dissipazione termica, rispetto a quello senza dissipazione, e un tempo di ritorno economico degli investimenti minore.

**Tabella 6.24: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA OSPEDALE**

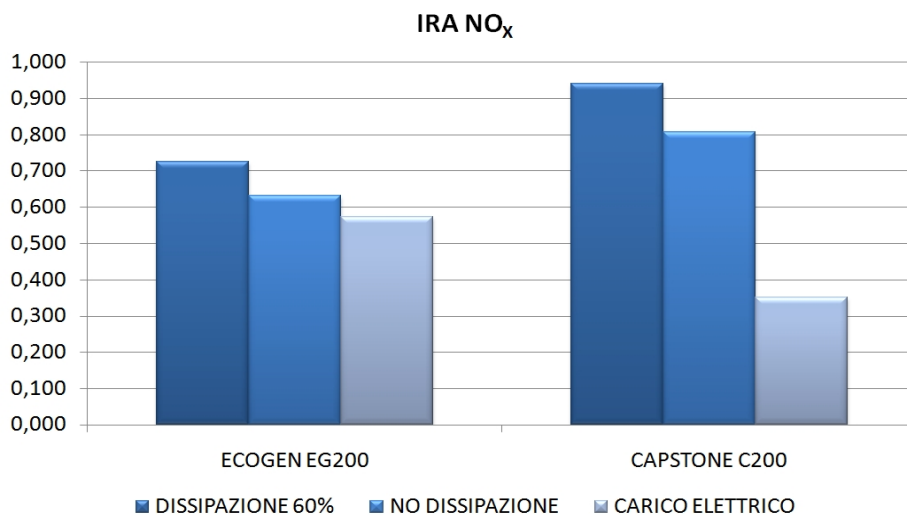
COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)
ECOGEN EG140	DISSIPAZIONE 60%								
	DISSIPAZIONE 50%	951849	1264232	0,247	312383	119,54	358,21	0,666	238,67
	DISSIPAZIONE 30%	954534	1257985	0,241	303451	128,53	355,17	0,638	226,64
	NO DISSIPAZIONE	925424	1257985	0,264	332561	141,15	355,17	0,603	214,02
	CARICO ELETTRICO	856152	1079580	0,207	223428	94,66	268,33	0,647	173,67
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	1071253	1492080	0,282	420827	129,06	469,12	0,725	340,06
	DISSIPAZIONE 50%	1060340	1472683	0,280	412343	130,85	459,68	0,715	328,83
	DISSIPAZIONE 30%	1057556	1440269	0,266	382713	143,43	443,90	0,677	300,47
	NO DISSIPAZIONE	1004355	1444216	0,305	439861	164,24	445,82	0,632	281,58
	CARICO ELETTRICO	890077	1079580	0,176	189503	114,26	268,33	0,574	154,07
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%								
	DISSIPAZIONE 50%	1454103	1994794	0,271	540691	183,90	713,83	0,742	529,93
	DISSIPAZIONE 30%	1385947	1884303	0,264	498356	181,23	660,04	0,725	478,81
	NO DISSIPAZIONE	1238833	1842507	0,328	603674	216,03	639,70	0,662	423,67
	CARICO ELETTRICO	1025047	1079580	0,051	54533	182,56	268,33	0,320	85,77
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	1139637	1470709	0,225	331073	26,86	458,72	0,941	431,86
	DISSIPAZIONE 50%								
	DISSIPAZIONE 30%								
	NO DISSIPAZIONE	1066127	1425639	0,252	359512	84,37	436,78	0,807	352,41
	CARICO ELETTRICO	1002299	1079580	0,072	77281	174,32	268,33	0,350	94,01
	TRADIZIONALE	1079580				268,33			

Dalla tabella si osserva che i valori di IRA CO<sub>2</sub> per le varie simulazioni dei motori a combustione interna sono compresi quasi sempre tra 0,2 e 0,32, tranne nel caso si segua il carico elettrico, dove si riscontrano i valori peggiori (0,051 per "CARICO ELETTRICO" motore EG 350). Anche per quanto riguarda l'indice IRA NO<sub>x</sub>, i valori peggiori si riscontrano nella tipologia di simulazione "CARICO ELETTRICO"; mentre per le restanti simulazioni i valori sono compresi tra 0,6 e 0,72.

Più interessante risulta confrontare i risultati di macchine cogenerative diverse. Di seguito sono riportati i grafici degli indici IRA per il motore EG200 e la microturbina C200.



**Figura 6.27:** Confronto indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> tra Ecogen EG200 e Capstone C200 relativi all'utenza ospedale.



**Figura 6.28:** Confronto indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> tra Ecogen EG200 e Capstone C200 relativi all'utenza ospedale.

Come si osserva il motore cogenerativo garantisce maggiori valori dell'indice nel caso di emissioni di CO<sub>2</sub>, a ragione del maggior rendimento globale di motore rispetto alla microturbina; per le emissioni di NO<sub>x</sub> i valori maggiori appartengono alla microturbina, visto le sue basse emissioni specifiche (18 mg/Nm<sup>3</sup>).

Per quanto riguarda le tipologie di simulazioni, nel caso di emissioni di CO<sub>2</sub> il funzionamento senza dissipazione termica risulta quello migliore, mentre nel caso di NO<sub>x</sub> il funzionamento migliore risulta quello con dissipazione termica.

**Tabella 6.25: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA OSPEDALE**

COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	ENTRATE E INCENTIVI (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
ECOGEN EG140	DISSIPAZIONE 60%							
	DISSIPAZIONE 50%	210000	213834	184485	29350	15099	115935	1,9
	DISSIPAZIONE 30%	210000	219275	190904	28371	14553	109516	2,0
	NO DISSIPAZIONE	210000	222896	192773	30123	13733	107647	2,0
	CARICO ELETTRICO	210000	187718	175699	12019	13238	124721	1,7
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	300000	235265	184536	50729	18519	115883	2,7
	DISSIPAZIONE 50%	300000	234569	185661	48908	18009	114759	2,7
	DISSIPAZIONE 30%	300000	241096	195760	45336	16947	104659	3,0
	NO DISSIPAZIONE	300000	246304	197683	48621	15462	102737	3,0
	CARICO ELETTRICO	300000	203937	193891	10046	12896	106528	2,9
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%							
	DISSIPAZIONE 50%	510000	317375	224506	92869	25144	75914	7,3
	DISSIPAZIONE 30%	510000	305179	222497	82682	22850	77923	7,1
	NO DISSIPAZIONE	510000	305914	221664	84249	19408	78755	7,0
	CARICO ELETTRICO	510000	265976	261713	4262	11865	38706	15,4
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	390000	244275	200496	43778	13524	99923	4,1
	DISSIPAZIONE 50%	390000						
	DISSIPAZIONE 30%	390000						
	NO DISSIPAZIONE	390000	254966	212534	42432	11418	87886	4,7
	CARICO ELETTRICO	390000	273452	269408	4044	10474	31011	14,6
	TRADIZIONALE		300420	300420		9819		

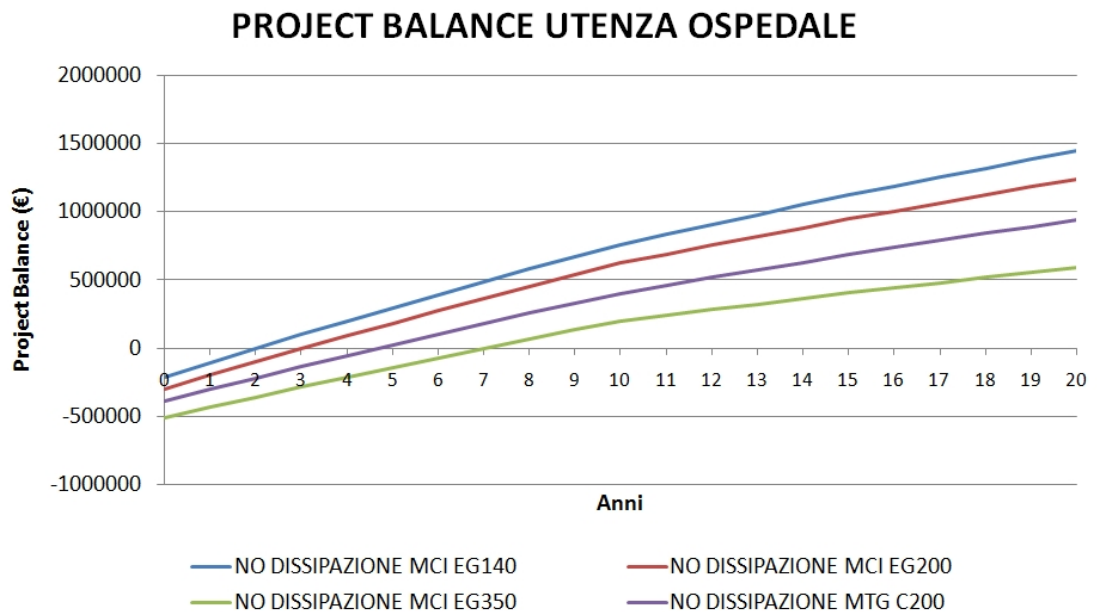
Dai risultati della tabella si osserva subito che quasi tutte le soluzioni assicurano un tempo di ritorno economico degli investimenti accettabile, tranne i casi in cui segua il carico termico utilizzando il motore EG350 o la microturbina C200.

I tempi di ritorno minori si hanno quando viene installato il motore di taglia più piccola EG140 (massimo 2 anni). L'utenza ospedale risulta, in generale, molto più vantaggiosa in termini economici rispetto alle utenze condominiali e soprattutto alle utenze monofamiliari.

L'aumento di taglia della macchina cogenerativa incide negativamente nei tempi di ritorno, i valori maggiori si hanno infatti per le taglie maggiori. La microturbina, a ragione dei costi specifici elevati, ha i tempi di ritorno maggiori rispetto al motore EG200 di uguale taglia.

Come accennato già in precedenza, l'acquisto praticamente nullo di energia elettrica dalla rete nel caso di dissipazione termica, garantisce molto spesso per questo tipo di simulazione tempi di ritorno minori (ciò non accade nel caso residenziale).

Di seguito è riportato il project balance delle simulazioni "NO DISSIPAZIONE" per le varie macchine cogenerative. Si vede che l'utilizzo del motore a combustione interna EG140 garantisce sia un minor tempo di ritorno, sia un maggiore guadagno.



**Figura 6.29:** Project Balance relativo all'utenza ospedale per i casi "NO DISSIPAZIONE".

#### 6.3.4 Conclusioni utenza ospedale

Dai dati analizzati si osserva chiaramente come l'installazione di macchine cogenerative in un'utenza ospedaliera provoca dei miglioramenti nettamente superiori rispetto ai casi residenziali, dei parametri energetici, ambientali ed economici. Il tempo di ritorno degli investimenti risulta molto basso (in diversi casi minore di tre anni), e, inoltre, l'installazione di macchine cogenerative offre dei risparmi molto consistenti nell'arco di un periodo di vita utile di 20 anni.

La macchina cogenerativa migliore, per quanto riguarda i parametri energetici e ambientale, risulta il motore di taglia media, tra quelli simulati, Ecogen EG200, ma anche gli altri motori offrono degli ottimi risultati.

Si osserva che la microturbina risulta migliore rispetto ai motori a combustione interna solamente per quanto riguarda le emissioni di NO<sub>x</sub>. Al contrario del caso residenziale, comunque, il tempo di ritorno dell'investimento di una microturbina che lavora senza dissipazione termica risulta molto accettabile (payback minore di 5 anni).

I risultati ottenuti confermano che la dissipazione termica nel caso ospedale incide molto meno negativamente nel calcolo dei parametri energetici e ambientali, poiché l'elevato fabbisogno termico dell'utenza e i migliori rendimenti elettrici delle macchine cogenerative di taglia maggiore assicurano valori dell'indice PES molto buoni anche nel caso di dissipazione termica. Infatti, il rapporto tra energia prodotta dal cogeneratore ed energia primaria che serve a produrla rimane molto elevato al contrario di quanto accade nelle utenze monofamiliari e in diverse simulazioni di utenze condominiali.

### **6.4 Utenze del settore terziario: centro commerciale**

#### 6.4.1 Tipologia di utenza, macchine cogenerative

L'ultima utenza analizzata è il centro commerciale, che, come l'ospedale, risulta un settore applicativo molto promettente per la microcogenerazione.

Si è scelto di analizzare questo tipo di utenza per la sua caratteristica di avere un fabbisogno di energia elettrica di molto superiore rispetto al fabbisogno di energia termica, al contrario di quanto accade per le utenze analizzate precedentemente.

Le macchine cogenerative utilizzate sono state cinque: quattro motori a combustione interna di Ecogen, di diversa taglia, e una microturbina Capstone.

**Tabella 6.26:** *Macchine cogenerative utilizzate nell'utenza centro commerciale.*

Marca	Modello	Fuel	$P_{el}$ (kW)	$P_{th}$ (kW)	$\eta_{el}$	$\eta_{th}$	$NO_x$ (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	Costo impianto (euro)	Costo O&M (euro/kWh <sub>e</sub> )
Ecogen	EG125	GN, BG, GPL, G	125	210	0,332	0,559	250	300	180000	0,01
Ecogen	EG200	GN, BG, GPL, G	200	274	0,372	0,509	250	300	300000	0,008
Ecogen	EG350	GN,BG,GPL,G	347	430	0,371	0,46	250	300	510000	0,01
Ecogen	EG500	GN, BG, GPL, G	525	820	0,352	0,55	250	300	780000	0,08
Capstone	C200	GN	195	278	0,33	0,47	18		390000	0,007

Per quanto riguarda lo scenario tariffario, esso risulta lo stesso dell'utenza ospedale. I prezzi dell'energia elettrica e del gas anche qui sono stati scelti in base alla fascia di consumo annuo.

Per ogni macchina cogenerativa è stato simulato il comportamento con dissipazione termica e il comportamento senza dissipazione termica. Solo nel caso del motore EG500 è stato possibile effettuare la simulazione che prevede di seguire il carico elettrico, visto che le altre macchine generano una potenza di picco elettrico troppo piccola per permettere tale tipo di simulazione, a ragione dell'enorme fabbisogno elettrico rispetto a quello termico di questo tipo di utenza.

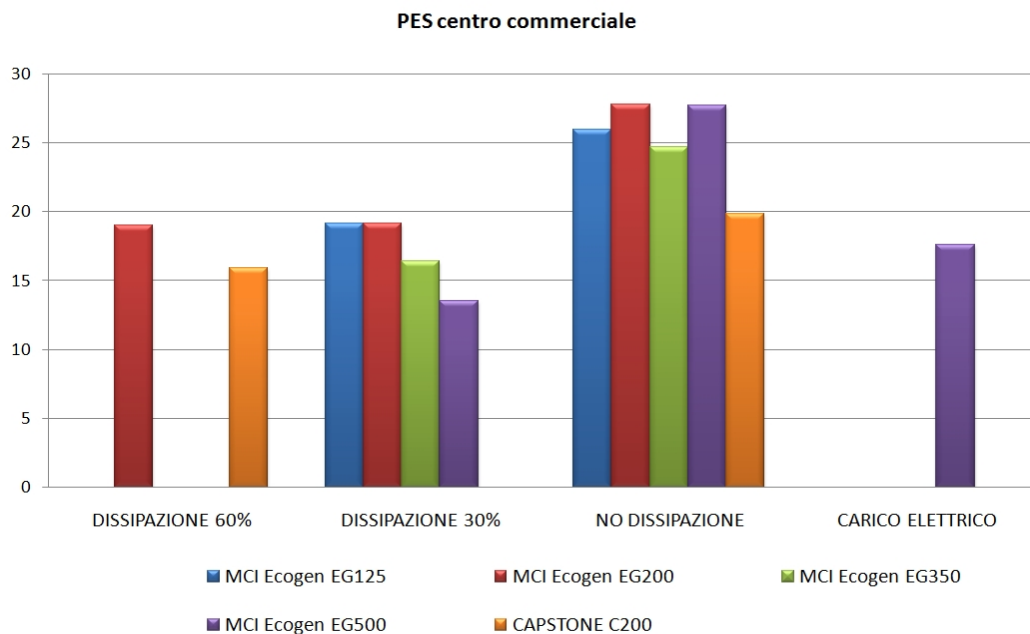
#### 6.4.2 Analisi dei dati

Di seguito vengono riportate le tabelle contenenti i dati energetici, ambientali ed economici elaborati dal programma di calcolo per l'utenza centro commerciale. I dati ritenuti più significativi sono analizzati con l'aiuto di grafici.



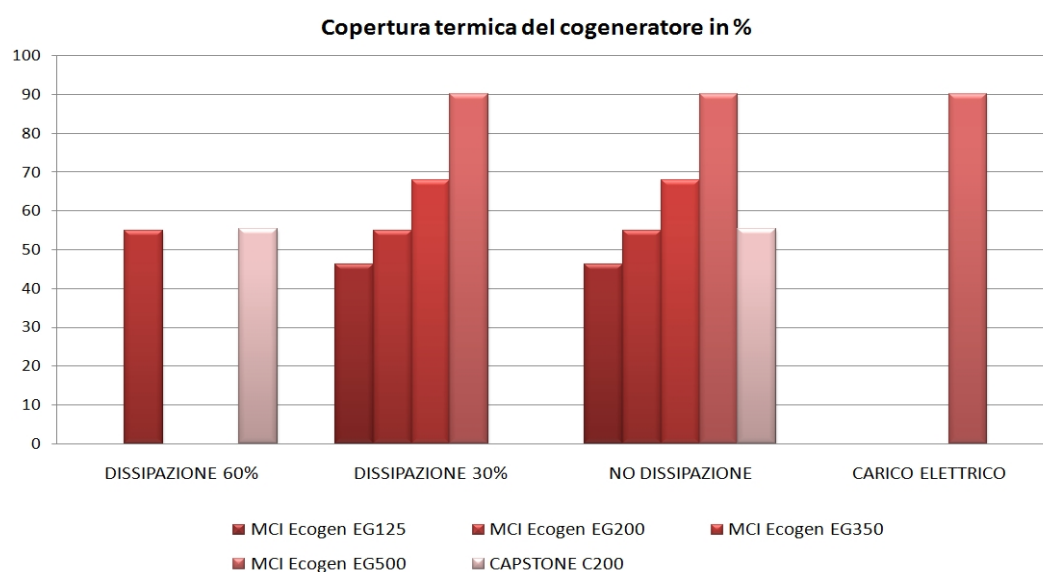
COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA PARCO TERMOELETTRICO O NAZIONALE ANNUALE (kWh)	ENERGIA TERMICA CALDAIA ANNUALE (kWh)	ENERGIA PRIMARIA CALDAIA ANNUALE (kWh)	CONSUMO ANNUALE TOTALE (kWh)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (%)	RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA ANNUO (kWh)	$\eta$ GLOBALE	PES
ECOGEN EG125	DISSIPAZIONE 60%									
	DISSIPAZIONE 30%	7489042	18722605	1635775	2044719	23646455	4,48	1108455	0,80	19,13
	NO DISSIPAZIONE	7567633	18919082	1635775	2044719	23472931	5,18	1281979	0,89	25,92
	CARICO ELETTRICO									
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	6862935	17157337	1368975	1711219	23108848	6,65	1646062	0,76	18,98
	DISSIPAZIONE 30%	7023638	17559094	1368975	1711219	23215227	6,22	1539683	0,77	19,16
	NO DISSIPAZIONE	7184341	17960852	1368975	1711219	22941757	7,32	1813153	0,88	27,77
	CARICO ELETTRICO									
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%									
	DISSIPAZIONE 30%	6320512	15801281	978450	1223063	23255333	6,06	1499577	0,75	16,43
	NO DISSIPAZIONE	6731756	16829390	978450	1223063	22550857	8,90	2204053	0,83	24,65
	CARICO ELETTRICO									
ECOGEN EG500	DISSIPAZIONE 60%									
	DISSIPAZIONE 30%	5806545	14516361	299825	374781	23691278	4,55	1128701	0,75	13,56
	NO DISSIPAZIONE	6654624	16636561	299825	374781	22045625	11,18	2774355	0,90	27,72
	CARICO ELETTRICO	3999381	9998451	300000	375000	22956752	7,26	1798158	0,75	17,63
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	6903795	17259487	1354550	1693188	23535382	4,93	1219528	0,75	15,88
	DISSIPAZIONE 30%									
	NO DISSIPAZIONE	7220791	18051976	1354550	1693188	23320538	5,79	1434372	0,80	19,87
	CARICO ELETTRICO									
	TRADIZIONALE	8400664	21001660	3002600	3753250	24754910				

La tipologia di simulazione "DISSIPAZIONE 60%" è stata effettuata solamente per Ecogen EG200 e Capstone C200, mentre la tipologia "DISSIPAZIONE 30%" per tutti i motori a combustione interna. Di seguito sono riportati i grafici relativi ai parametri energetici.



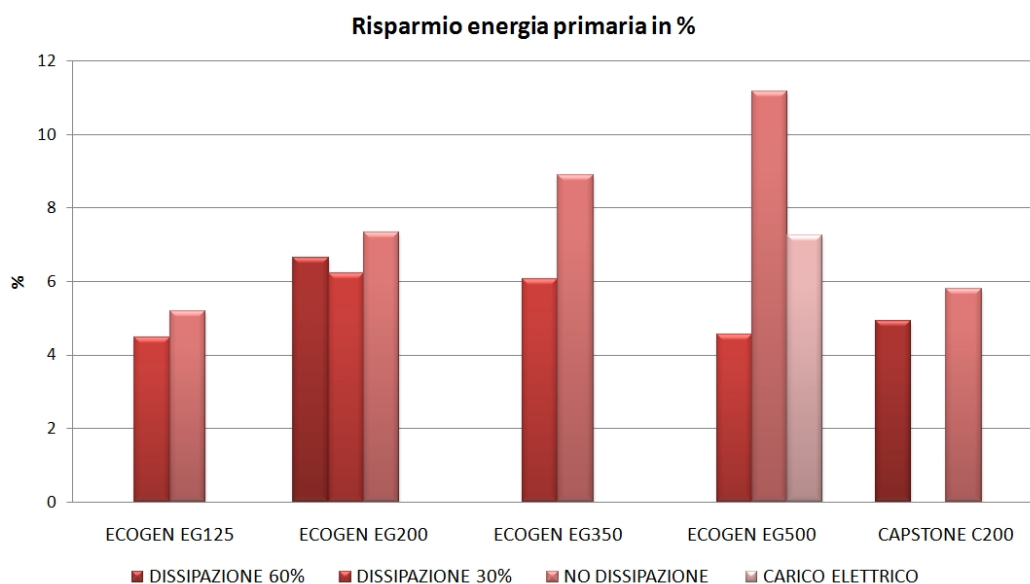
**Figura 6.30:** Indici PES relativi all'utenza centro commerciale.

Per tutte le tipologie di simulazione si hanno valori di PES abbastanza alti: i valori maggiori sono per la tipologia senza dissipazione termica utilizzando i motori EG200 o EG500.



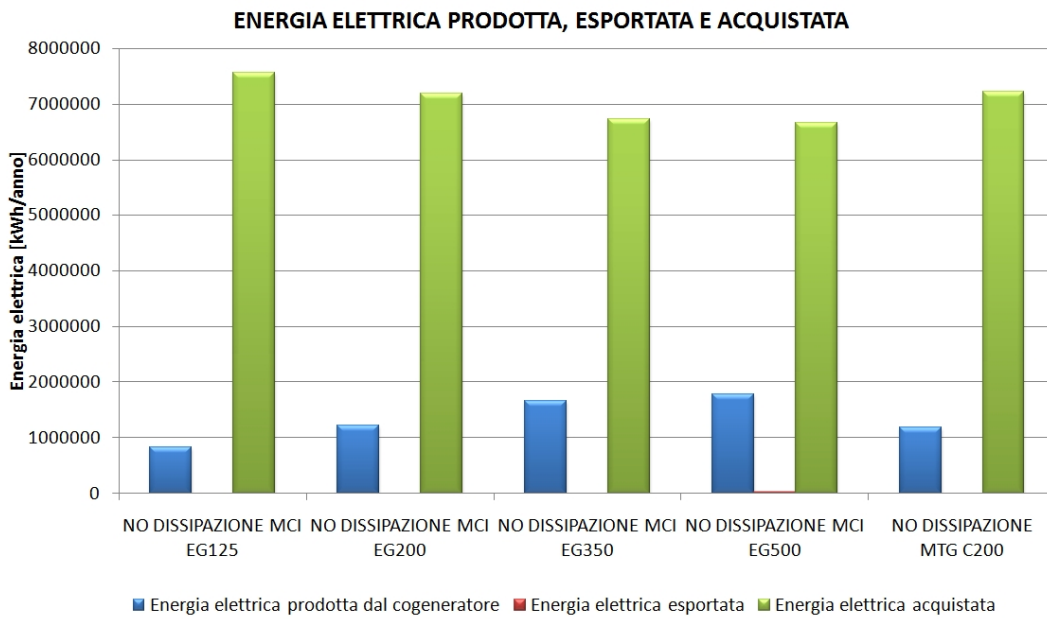
**Figura 6.31:** Energia termica prodotta dai cogeneratori in percentuale per l'utenza centro commerciale.

La macchina cogenerativa che assicura un minor utilizzo della caldaia è il motore di taglia maggiore EG500. Si osserva come anche l'unico caso in cui viene seguito il carico elettrico, la percentuale di copertura termica del cogeneratore è elevata, al contrario di quanto succedeva nelle altre utenze.



**Figura 6.32:** Risparmi di energia primaria in percentuale relativi all'utenza centro commerciale.

Da questo grafico si osserva come i risparmi di energia primaria non siano così elevati. L'unico caso che assicura un risparmio di energia primaria maggiore del 10% risulta il funzionamento senza dissipazione termica utilizzando il motore EG500. I valori bassi dei risparmi di energia primaria sono causati dall'enorme quantità di energia elettrica che si deve comunque acquistare dalla rete, anche utilizzando le macchine cogenerative, come mostra il grafico seguente. L'energia esportata alla rete è praticamente nulla.

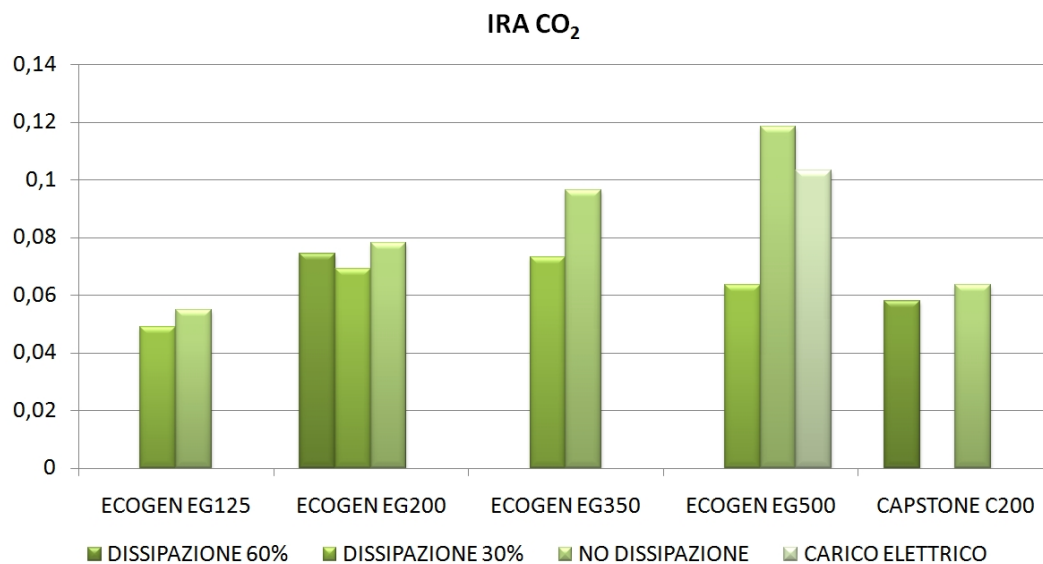


**Figura 6.33:** Energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi, esportata alla rete e acquistata dalla rete nel caso di funzionamento senza dissipazione termica per l'utenza centro commerciale.

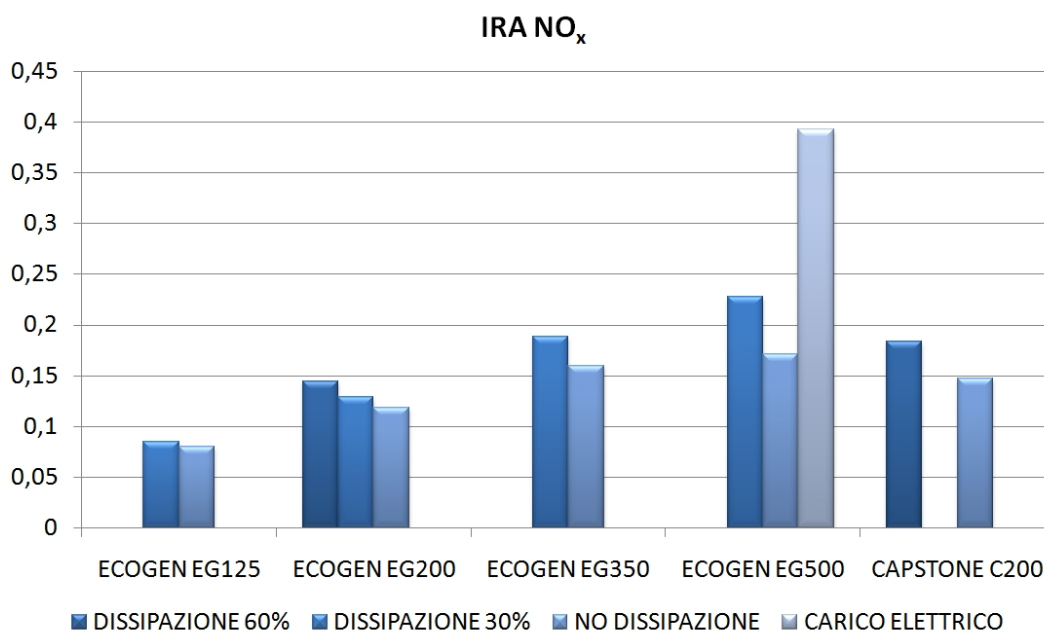
**Tabella 6.28: PARAMETRI AMBIENTALI UTENZA CENTRO COMMERCIALE**

COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	CO <sub>2</sub> EMESSA				NO <sub>x</sub> EMESSI			
		CO <sub>2</sub> EMESSA ANNUALE TOTALE (kg)	ANNUALE TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA CO <sub>2</sub>	EMISSIONI DI CO <sub>2</sub> EVITATE (kg)	NO <sub>x</sub> EMESSI ANNUALI TOTALE (kg)	ANNUALI TOTALE IMPIANTO TRADIZIONALE TENENDO CONTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ESPORTATA COGENERATA (kg)	IRA NO <sub>x</sub>	EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> EVITATE (kg)
ECOGEN EG125	DISSIPAZIONE 60%								
	DISSIPAZIONE 30%	5159936	5426448	0,049	266512	2129,03	2326,86	0,085	197,83
	NO DISSIPAZIONE	5127940	5426448	0,055	298508	2140,61	2326,86	0,080	186,25
	CARICO ELETTRICO								
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	5022593	5426448	0,074	403855	1990,24	2326,86	0,145	336,62
	DISSIPAZIONE 30%	5051387	5426448	0,069	375061	2025,93	2326,86	0,129	300,93
	NO DISSIPAZIONE	5002581	5426448	0,078	423867	2051,73	2326,86	0,118	275,13
	CARICO ELETTRICO								
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%								
	DISSIPAZIONE 30%	5028683	5426448	0,073	397765	1888,03	2326,86	0,189	438,83
	NO DISSIPAZIONE	4902834	5426448	0,096	523614	1953,92	2326,86	0,160	372,94
	CARICO ELETTRICO								
ECOGEN EG500	DISSIPAZIONE 60%								
	DISSIPAZIONE 30%	5095158	5440885	0,064	345727	1802,94	2333,89	0,227	530,95
	NO DISSIPAZIONE	4796228	5440885	0,118	644657	1933,79	2333,89	0,171	400,10
	CARICO ELETTRICO	4865684	5426448	0,103	560764	1413,59	2326,86	0,392	913,27
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	5111527	5426448	0,058	314921	1899,10	2326,86	0,184	427,76
	DISSIPAZIONE 30%								
	NO DISSIPAZIONE	5081565	5426448	0,064	344883	1982,79	2326,86	0,148	344,07
	CARICO ELETTRICO								
	TRADIZIONALE	5426448				2326,86			

Anche i valori degli indici IRA sono bassi rispetto a quelli delle altre utenze. La causa è sempre l'enorme quantità di energia elettrica che comunque si deve acquistare dalla rete.



**Figura 6.34:** Indici IRA delle emissioni di CO<sub>2</sub> relativi all'utenza centro commerciale.



**Figura 6.34:** Indici IRA delle emissioni di NO<sub>x</sub> relativi all'utenza centro commerciale.

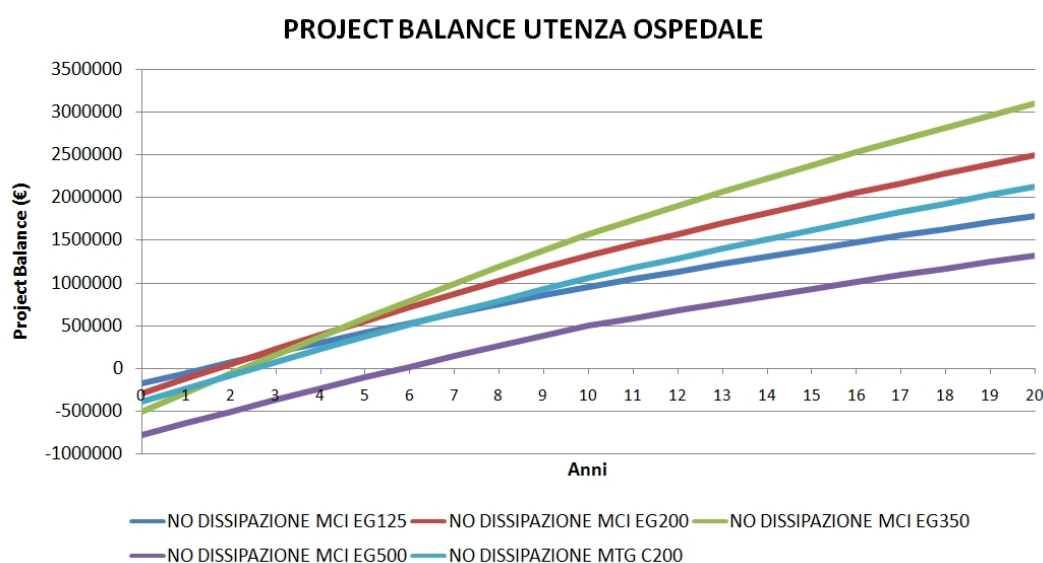
I risultati migliori si hanno sempre per il motore EG00. L'utilizzo della microturbina non garantisce in questo caso indici IRA NO<sub>x</sub> elevati.

**Tabella 6.29: PARAMETRI ECONOMICI UTENZA CENTRO COMMERCIALE**

COGENERATORE	TIPO SIMULAZIONE	INVESTIMENTO INIZIALE (euro)	COSTO LORDO (euro/anno)	COSTO NETTO (euro/anno)	RICAVO TOTALE (euro/anno)	COSTO O&M (euro/anno)	RISPARMIO ANNUO (euro)	TEMPO DI RITORNO ECONOMICO (anni)
ECOGEN EG125	DISSIPAZIONE 60%							
	DISSIPAZIONE	180000	1530509	1515803	14706	14024	121619	1,5
	NO DISSIPAZIONE	180000	1528325	1511690	16634	13238	125731	1,5
	CARICO ELETTRICO							
ECOGEN EG200	DISSIPAZIONE 60%	300000	1468280	1445413	22868	19484	192009	1,6
	DISSIPAZIONE	300000	1482749	1461700	21049	17877	175721	1,8
	NO DISSIPAZIONE	300000	1481623	1457647	23976	16270	179774	1,7
	CARICO ELETTRICO							
ECOGEN EG350	DISSIPAZIONE 60%							
	DISSIPAZIONE	510000	1439028	1413364	25664	23737	224057	2,4
	NO DISSIPAZIONE	510000	1435954	1406219	29735	19624	231202	2,3
	CARICO ELETTRICO							
ECOGEN EG500	DISSIPAZIONE 60%							
	DISSIPAZIONE	780000	1606254	1578746	27508	210511	58675	15,6
	NO DISSIPAZIONE	780000	1532631	1495456	37176	142665	141966	5,9
	CARICO ELETTRICO	780000	1586923	1546668	40254	353003	90753	9,5
CAPSTONE C200	DISSIPAZIONE 60%	390000	1483827	1465108	18719	14542	172313	2,3
	DISSIPAZIONE							
	NO DISSIPAZIONE	390000	1495883	1476784	19099	12323	160638	2,5
	CARICO ELETTRICO							
	TRADIZIONALE		1637422	1637422		9008		

Anche nel caso dei centri commerciali i tempi di ritorno economici sono ottimi per quasi tutte le simulazioni effettuate. L'unica macchina cogenerativa che non risulta molto conveniente a livello economico è il motore Ecogen EG500, dove solo la simulazione senza dissipazione termica garantisce un tempo di ritorno accettabile confrontato con gli altri. Più la taglia della macchina aumenta, più il tempo di ritorno aumenta. Tranne nel caso di motore Ecogen EG500, non c'è molta differenza tra simulazione con dissipazione e senza dissipazione. Il maggior costo specifico della microturbina è qui irrilevante.

Di seguito viene illustrato il project balance per le simulazioni "NO DISSIPAZIONE" per tutte le macchine cogenerative.



**Figura 6.35:** Project Balance relativo all'utenza centro commerciale per i casi "NO DISSIPAZIONE".

L'installazione del motore Ecogen EG350 garantisce più guadagni.

#### 6.4.3 Conclusioni centro commerciale

Nel caso centro commerciale, come nel caso ospedale, i tempi di ritorno degli investimenti risultano ottimi, a conferma che l'uso della cogenerazione nel settore terziario economicamente risulta più conveniente rispetto al settore residenziale, garantendo dei guadagni nell'arco di 20 anni molto elevati.

In termini di risparmi energetici e di riduzione delle emissioni i risultati sono, però, meno positivi rispetto al caso ospedale. La causa va ricercata nell'enorme quantità di energia elettrica che comunque si deve acquistare dalla rete visto l'enorme fabbisogno elettrico caratteristico di tale utenza. Si potrebbe pensare di installare macchine cogenerative di

taglia molto superiore per garantire una maggiore copertura elettrica, ma così facendo si avrebbe un'enorme dissipazione termica che comprometterebbe i risparmi energetici; inoltre, i costi di investimento maggiori e i risparmi annui minori conseguenti, determinerebbero tempi di ritorno economici inaccettabili.

La scelta migliore di punto di vista energetico e ambientale si ha installando il motore di taglia maggiore tra quelli scelti, Ecogen EG500. Esso, però, risulta il meno conveniente dal punto di vista economico, con un payback di circa sei anni nel caso senza dissipazione termica.

La microturbina garantisce dei risultati simili a quelli dei motori a combustione interna (escluso Ecogen EG500), a differenza di quanto succedeva nel caso ospedale, dove la differenza tra le due tipologie di macchine era evidente. Essa, però, non garantisce gli stessi risultati a livello di emissioni di  $\text{NO}_x$ , che garantiva nelle utenze precedenti, sempre a causa dell'enorme quantità di energia elettrica che si deve acquistare dalla rete.



## CONCLUSIONE

Negli ultimi anni si spinge sempre più verso un uso intelligente e razionale dell'energia. Per troppo tempo si è assistito a enormi sprechi energetici e solo ora a fronte dell'esaurimento dei combustibili fossili, dei danni ambientali causati soprattutto dalle emissioni sempre maggiori di gas serra che alterano il clima globale del pianeta in modo assai repentino, e dell'aumento del prezzo dell'energia, si sta puntando sempre più sull'efficienza energetica. Un modo per migliorare l'efficienza energetica del Paese è la cogenerazione: generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica. Essa si è diffusa in Italia negli anni '90 per impianti di grossa potenza, ma risulta molto promettente il suo uso in ambito residenziale e nel settore terziario, dove il mercato potenziale sarebbe enorme.

Quelle che vengono chiamate piccola e microcogenerazione, cioè la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore ad 1 MW, stentano a decollare, sia per problemi tecnologici, che si stanno sempre più risolvendo, legati ai bassi rendimenti delle macchine di piccola taglia, sia soprattutto per motivazioni di carattere economico: senza una reale diminuzione dei costi non può essere garantito un futuro a questa tecnologia, specialmente in ambito residenziale. Tutte e tre le principali voci in cui viene tradizionalmente diviso il costo dell'energia elettrica sono penalizzate: i costi d'investimento sono più elevati in termini specifici ( $\text{€/kW}_e$ ); i costi del combustibile scontano un peggior rendimento termico; i costi di O&M più elevati rispetto ai sistemi tradizionali.

Per ribaltare questa situazione dovrebbe essere garantito un sistema di incentivazione concreto e massiccio come quello stanziato in Emilia Romagna; successivamente l'incentivazione dovrebbe essere sostituita da un sistema di prezzi che sia in grado di garantire lo sviluppo della microcogenerazione, impendendo che, una volta terminati gli incentivi, finisca anche la spinta alla diffusione: la forza della tecnologia non può dipendere solamente dagli incentivi.

Sicuramente vi dovranno essere prezzi più competitivi riguardo l'acquisto delle macchine: solamente i motori a combustione interna garantiscono dei costi specifici accettabili al momento; inoltre, altro ambito fondamentale sul quale concentrarsi per una maggiore competitività dei sistemi cogenerativi di piccola taglia è senza dubbio quello della riduzione dei costi che riguardano gli iter burocratici. In Italia i processi autorizzativi risultano molto complessi e di difficile semplificazione a causa della necessità di specifiche competenze riguardo norme poco definite o chiare. L'utente dovrebbe essere affiancato da strutture dotate di esperti in materia, come possono essere le ESCO o i gestori di servizi energetici, contribuendo ad una riduzione degli oneri che spettano al singolo utente. Per favorire la diffusione delle macchine, le vendite dovrebbero essere standardizzate e accompagnate da supervisione sulle pratiche autorizzative e sulla gestione delle macchine stesse. Un valido

programma di informazione dovrebbe, inoltre, sensibilizzare l'utente e portarlo ad una gestione ottimizzata dell'impianto.

Un altro ostacolo alla diffusione della microgenerazione è l'installazione delle macchine, che, essendo di nuova concezione e poco diffuse, non hanno ancora raggiunto quella praticità e rapidità d'installazione presso le utenze tipica dei sistemi tradizionali consolidati come le caldaie.

Con tale studio ci si è posti l'obiettivo di capire se, nonostante i problemi elencati, è conveniente installare macchine cogenerative di piccola o piccolissima taglia, in settori che possono risultare fertili per questa tecnologia. Oltre a questo si sono studiati vari metodi di funzionamento delle macchine in modo da valutare quale risulta il migliore dal punto di vista energetico, ambientale ed economico. Si può concludere che c'è da fare una netta distinzione tra settore residenziale e settore terziario. Il primo risulta ancora molto sconveniente dal punto di vista economico rispetto al secondo. È ad oggi impensabile installare una macchina cogenerativa in utenze monofamiliari di piccole dimensioni per gli elevati tempi di ritorno economici che si avrebbero ed è rischioso farla per utenze medie e grandi, visto che il sistema tariffario o il sistema incentivante può cambiare da un momento all'altro: i soli risparmi di energia primaria rispetto al caso tradizionale non consentirebbero quei risparmi economici necessari da giustificare l'installazione di microcogeneratori al posto delle caldaie tradizionali o ancor meno delle caldaie a condensazione. Passando alle residenze condominiali, l'uso di microcogeneratori risulta più fattibile, sempre da un punto di vista economico, visto che i tempi di ritorno in alcuni casi si dimezzano rispetto al caso monofamiliare. Questo ci fa capire che se non vi sono dei miglioramenti dal punto di vista tecnologico che garantirebbero risparmi di combustibile maggiori per avere uno stesso prodotto e quindi risparmi economici maggiori, il mercato della cogenerazione nel residenziale è destinato a naufragare.

Le cose sono diverse nel settore terziario: le utenze studiate forniscono degli ottimi risultati dal punto di vista economico con tempi di ritorno in genere attorno ai 3 anni se non meno. Qui il peso degli incentivi è minore rispetto al caso residenziale: i maggiori rendimenti delle macchine consentono un forte risparmio di combustibile, sufficiente da solo a giustificare l'acquisto dei cogeneratori. È in questo settore che si deve puntare per realizzare un mercato microgenerativo fiorente. In tutti i casi le macchine migliori sono i motori a combustione interna, rispetto alle microturbine a gas, visto i loro minori costi.

Tralasciando il punto di vista economico, per quanto riguarda i parametri energetici i risultati sono più positivi. Si è visto come, in generale, la miglior tipologia di utilizzo risulta quella senza dissipazione termica: anche se si ha un maggior acquisto di energia elettrica dalla rete rispetto al funzionamento con dissipazione termica. In molti casi tale tipologia di funzionamento garantisce risparmi di energia primaria superiori al 25%, in ragione del fatto che non vi è spreco di calore e si valorizza l'energia elettrica che viene esportata alla rete. Da sconsigliare quasi sempre è il funzionamento seguendo il carico elettrico penalizzato dai rendimenti bassi con cui lavorerebbe il cogeneratore e dal fatto che non vi è energia elettrica da esportare alla rete.

Si potrebbe pensare di adottare il funzionamento con dissipazione termica se si riuscisse ad avere un recupero del calore dissipato: la situazione ideale sarebbe costituita da apparati e sistemi dove le macchine microgenerative fossero messe in comunicazione tra di loro tramite una rete di teleriscaldamento. L'applicazione alle piccole utenze risulterebbe, però, molto complessa, con modifiche di impianto notevoli e radicali.

Dal punto di vista della tipologia delle macchine, i motori a combustione interna offrono sempre migliori risultati rispetto alla microturbine a gas, penalizzate da rendimenti più bassi. Dal punto di vista delle utenze, quelle che garantiscono maggiori risparmi di energia primaria sono gli ospedali, grazie ad un fabbisogno termico elevato se confrontato con il fabbisogno termico adatto per la cogenerazione. Le utenze monofamiliari e i centri commerciali, invece, presentano i risultati peggiori in termini di risparmio energetico: le prime a causa dei bassi rendimenti delle macchine; i secondi a causa dell'enorme fabbisogno elettrico rispetto a quello termico, non propriamente adatto alla cogenerazione.

Per quanto riguarda i parametri ambientali i risultati sono di più difficile interpretazione, rispetto a quelli energetici ed economici. Si può concludere che la migliore strategia di funzionamento per le emissioni di CO<sub>2</sub> a livello globale risulta quella senza dissipazione e non vi è molta differenza se si considerano macchine diverse aventi la stessa taglia: Per le emissioni di NO<sub>x</sub> a livello globale invece, il miglior funzionamento risulta quello con dissipazione termica, vista la maggior quantità di energia elettrica cogenerata, e la miglior macchina, tranne nel caso del centro commerciale, risulta la microturbina a gas rispetto al motore a combustione interna (macchine aventi sempre taglia uguale), visto le basse emissioni specifiche di NO<sub>x</sub>.

I pochi esempi che oggi si trovano sul nostro territorio compongono un panorama di applicazioni a sé stanti e lontane tra loro, con scarsa probabilità di formazione di una rete di applicazioni ben ramificata e diffusa.

Le simulazioni effettuate in questo studio prevedono l'uso di motori a combustione interna e microturbine a gas, ma ciò non toglie che in studi futuri possa essere simulato il comportamento di altre tipologie di macchine, come i motori a ciclo Stirling o le celle a combustibile: entrambe proibitive oggi a livello economico, ma in grado di fornire prestazioni energetiche e ambientali migliori.

Il programma Simulink è stato creato volutamente flessibile e oltre a cambiare la tipologia di macchina si può pensare di simulare altre utenze del settore terziario (alberghi, centri sportivi, ecc.), oppure concentrandosi nel settore industriale, analizzare le piccole e medie imprese, visto il gran numero presente nel nostro territorio. Il mercato potenziale derivante può essere enorme.

Oltre a studiare diverse tipologie di macchine o di utenze, si può pensare di analizzare il comportamento dei cogeneratori ipotizzando che essi funzionino con biocombustibili, anziché con gas naturale, oppure ipotizzando altre tipologie di funzionamento, come per esempio seguire il carico termico.

Come si desume da tutto ciò, il programma offre la possibilità di simulare molteplici strategie di funzionamento e di installazione. L'obiettivo comune, però, deve sempre essere quello di cercare la soluzione migliore dal punto di vista energetico, ambientale ed economico, per puntare sempre più ad un uso efficiente e razionale dell'energia, visto i troppi sprechi che ci sono stati in passato e che ci sono ancora.

## BIBLIOGRAFIA

1. E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microcogenerazione a gas naturale*, Milano, Polipress, 2005.
2. G. Lozza, *Turbine a gas e cicli combinati*, Bologna, Progetto Leonardo, 2006.
3. Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento per l'Energia, Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica, *"Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)";*
4. GSE, *"Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)"*, Edizione n.1, Marzo 2012;
5. *"Analisi dei dati di funzionamento di macchine cogenerative e linee guida"*, FIRE, 2007.
6. per il dimensionamento e la gestione
7. G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra, *"Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio"*, ENEA, 2009;
8. M. Bianchi, P. R. Spina, G. Tomassetti, D. Forni, E. Ferrero, *"Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario"*, ENEA, 2009;
9. D. Forni, G. Tomassetti, D. Di Santo, *"Analisi dei dati di funzionamento di macchine cogenerative e linee guida per il dimensionamento e la gestione"*, FIRE, 2012.
10. *"Rapporto annuale efficienza energetica"*, ENEA, Dicembre 2013.

11. L. Schibuola, P. Romagnoli, *"Procedura per la valutazione dell'andamento orario delle temperature nel giorno medio mensile"*, Istituto di Fisica Tecnica, Università di Padova, Padova.
12. N. Fergnani, *"Microcogenerazione e fonti rinnovabili: gestione ottimizzata nello scenario delle Smart Grids"*, Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica, Politecnico di Milano, Milano, Anno Accademico 2009-2010.
13. V. Cavasin, *"Valutazione del potenziale di sviluppo dell'utilizzo della cogenerazione ad alta efficienza per riscaldamento invernale e raffrescamento estivo"*, Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, Università di Padova, Padova, Anno Accademico 2013-1014.
14. Faggin, *"Analisi e simulazione di impianti di microcogenerazione per utenze residenziali"*, Tesi di Laurea Magistrale, Università di Padova, Padova, Anno Accademico 2013-1014.
15. [www.gse.it](http://www.gse.it): informazioni generali sulla cogenerazione e sui metodi di incentivazione;
16. [www.autorità.energia.it](http://www.autorità.energia.it): informazioni sui prezzi dell'energia;
17. [www.senertec.it](http://www.senertec.it): informazioni tecniche generali e cataloghi dei prodotti;
18. [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com): informazioni tecniche generali e cataloghi dei prodotti.