



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

*STUDIO*

# **ANALISI DEL POTENZIALE DELLA MICROCOGENERAZIONE IN ITALIA**



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### **Note**

Il presente studio è stato realizzato su commessa del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che potrà utilizzarlo in tutto o in parte per la redazione del proprio rapporto sul potenziale della cogenerazione in Italia, ai sensi del D.Lgs. 20/2007.

Il volume è stato chiuso a gennaio 2008. Hanno collaborato alla sua stesura Dario Di Santo, Marco Pece e Giuseppe Tomassetti.

### **Ringraziamenti**

Si ringrazia per la collaborazione nella fornitura di dati statistici l'associazione di categoria Cogena.



## Sommario

Parte I.....	4
La situazione attuale.....	4
Le tecnologie disponibili.....	4
Motori alternativi a combustione interna.....	5
Motori alternativi a combustione esterna Stirling.....	6
Microturbine a gas.....	7
Celle a combustibile.....	9
Macchine frigorifere/pompe di calore.....	12
Gli elementi che influenzano gli investimenti.....	14
La valorizzazione dell'energia elettrica.....	16
Combustibili.....	16
Titoli di efficienza energetica.....	17
Le barriere di tipo non tecnico.....	19
Il processo autorizzativo.....	21
Fase 1.....	21
Fase 2.....	25
Fase 3.....	25
Fase 4.....	26
Confronto con altri impianti di generazione elettrica e termica e considerazioni.....	26
Gli aspetti ambientali.....	27
Lo studio sul campo del Carbon Trust.....	28
La valutazione dei costi sociali.....	31
Il mercato in Italia.....	33
La situazione in altri paesi.....	35
Parte II.....	38
Potenziale tecnico della microcogenerazione nei settori di interesse.....	38
Introduzione.....	38
Il settore residenziale.....	40
Diagrammi di carico termico nel settore residenziale: analisi qualitativa.....	41
Diagrammi di carico termico nel settore residenziale: analisi quantitativa.....	46
Verifica ore di funzionamento del cogeneratore sulla potenza termica.....	50
Alberghi.....	51
Campeggi e altri alloggi per brevi soggiorni.....	52
Bar.....	53
Ristoranti e Mense.....	53
Pubblica Amministrazione e Difesa.....	54
Settore scolastico.....	55
Impianti sportivi, palestre e centri benessere.....	55
Piscine.....	56
Lavanderie.....	57
Saloni di parrucchiere e istituti di bellezza.....	57
Centri e stabilimenti per il benessere fisico.....	58
Parte III.....	59
Analisi del potenziale per l'Italia al 2010, 2015 e 2020.....	59
I possibili scenari di sistema.....	59
Modello utente.....	60
Modello ESCO.....	61
Modello distributore.....	62
I possibili scenari di sviluppo.....	64
Riferimenti bibliografici.....	67



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

## PARTE I

### LA SITUAZIONE ATTUALE

#### ***Le tecnologie disponibili***

La microcogenerazione viene definita (D.Lgs. 20/07)<sup>1</sup> come cogenerazione da macchine e impianti di potenza elettrica inferiore ai 50 kW; essa è destinata a quei settori (residenziale, terziario, artigianato) in cui, allo stato attuale, non esiste di fatto alcun tipo di applicazione significativo sul territorio italiano, nonostante le enormi potenzialità per numero di utenti finali.

Nel limite di questa taglia rientrano alcuni dei sistemi di generazione elettrica tradizionali, riconfigurati e ottimizzati per il funzionamento come mini cogeneratori, quali i motori a combustione interna alternativi a ciclo Otto, motori alternativi a combustione esterna quali gli Stirling, microturbine a gas e le celle a combustibile che, per alcune filiere, hanno superato il confine tra l'attività di ricerca e la fase pre-commerciale.

Lo spostamento del picco della domanda di energia elettrica dall'inverno all'estate permette inoltre di ampliare il concetto di cogenerazione (e microcogenerazione), intesa non solo come tecnologia efficiente per la produzione di potenza elettrica e termica ma anche di potenza frigorifera (trigenerazione).

Le macchine utilizzate per il freddo sono rappresentate da frigoriferi a compressione e ad assorbimento e da pompe di calore reversibili, sia elettriche che azionate da un motore endotermico a gas.

Se commercialmente sono disponibili in un ampio range di potenza frigoriferi a compressione, lo stesso non si può dire per i frigoriferi ad assorbimento, la cui taglia minima riscontrabile sul mercato è 35 kW<sub>fr</sub>, per via degli elevati costi al diminuire della taglia.

Analogamente si può dire che sono molto diffuse, anche per piccole potenze, le pompe di calore elettriche reversibili mentre le pompe di calore a gas, azionate da un motore alternativo a combustione interna alimentato a gas naturale, hanno un consistente mercato in Asia (soprattutto in Giappone), per il quale sono disponibili modelli di costruttori diversi, di taglia non inferiore ai 10÷15 kW<sub>fr</sub>.

A proposito di tale tipologia di macchina, occorre ricordare che la diffusione nel mercato italiano è limitata a meno di un punto percentuale: la ragione principale va ricercata nel fatto che, in base alla normativa vigente, non è consentito il passaggio di fiscalità del gas naturale in caso di utilizzo per la produzione di energia meccanica, al contrario di quanto avviene per buona parte dell'energia

---

<sup>1</sup> Il D.Lgs. 8 febbraio 2007 n.20 definisce all'art. 2: cogenerazione: 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; unità di microcogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kW<sub>e</sub>



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

elettrica prodotta. Introdurre un dispositivo per l'ulteriore conversione dell'energia elettrica in meccanica comporterebbe perdite aggiuntive diminuendo l'efficienza globale del dispositivo, oltre a farne lievitare i costi. È da notare che, se si adottasse in questa situazione un motore elettrico con sistema ad inverter, l'utilizzo della macchina sarebbe più flessibile.

### Motori alternativi a combustione interna

I motori alternativi a combustione interna rappresentano la tecnologia più consolidata rispetto alle altre, caratterizzati da alte affidabilità e flessibilità di utilizzo a fronte di costi di manutenzione e di contenimento degli inquinanti elevati.

Un'interessante prospettiva è collegata alla recente introduzione sul mercato di motori da 20 kW<sub>e</sub> e da 50 kW<sub>e</sub> con sistema ad inverter, che ne permette il funzionamento a velocità variabile con un rendimento elettrico pressoché indipendente dalle condizioni di carico.

Questo brevetto italiano, superando i limiti del funzionamento a punto fisso, potrebbe apportare un utile contributo soprattutto per applicazioni di mini e microgenerazione.

Dal punto di vista del combustibile utilizzato, il gas naturale, in chiave cogenerativa, rappresenta la scelta più ovvia sia per la qualità dello stesso in termini di emissioni, sia per la presenza capillare della rete di distribuzione.

Come per altri tipi di macchine, anche i motori alternativi a combustione interna risentono dell'effetto di scala per quel che riguarda rendimento elettrico e costo del kW installato: si può affermare che nei motori a gas per uso cogenerativo il rendimento sia compreso tra il 20% per le unità più piccole e il 27÷28% per le taglie più grandi. La tabella seguente [1,2,3,7] fornisce indicazioni su rendimenti e costi per alcuni modelli.

<b>Costi e caratteristiche</b>	<b>Honda Ecowill</b>	<b>Senertec DACHS</b>	<b>Energianova Tandem T20</b>	<b>Energifera Tema 100</b>	<b>Tedom T25AP</b>
Potenza elettrica [kW]	1	5	20	20/50	25
Rendimento elettrico [%, PCI]	20	26	29	32 – 32	28,4
Potenza termica [kW]	3	12	48	38 – 97	47
Rendimento termico [%, PCI]	65	63	68	62 – 62	60
Costo totale di installazione (€/kW <sub>e</sub> )	6.000	2.600	1.450	n.d.	n.d.
Costo di manutenzione (€/MWh <sub>e</sub> )	20	12	30 <sup>2</sup>	n.d.	n.d.

Il recupero termico, ottenuto attraverso il raffreddamento dei fumi allo scarico, dell'olio motore, del circuito di raffreddamento del motore stesso e del generatore, rappresenta una quota importante

<sup>2</sup> Costo riferito alla manutenzione full service tutto compreso, per un minimo di 4.000 ore/anno.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

per le piccole taglie (> 60%) anche se, per coprire i carichi termici di punta, si ricorre necessariamente a caldaie ausiliarie, utilizzate in ogni caso per periodi più ridotti.

Il calore è disponibile a diversi livelli termici e lo schema tipico di recupero prevede in genere la disposizione in serie degli scambiatori.

Gli sforzi della ricerca sui motori alternativi a combustione interna sono rivolti al raggiungimento di rendimenti maggiori, attraverso la tecnica di stratificazione della carica e l'iniezione diretta di combustibile (GDI, *Gasoline Direct Injection*), e alla riduzione degli NO<sub>x</sub> tramite la soluzione dei convertitori de-NO<sub>x</sub>, che sembra possa permettere il rispetto dei limiti di legge più stringenti in materia.

### Motori alternativi a combustione esterna Stirling

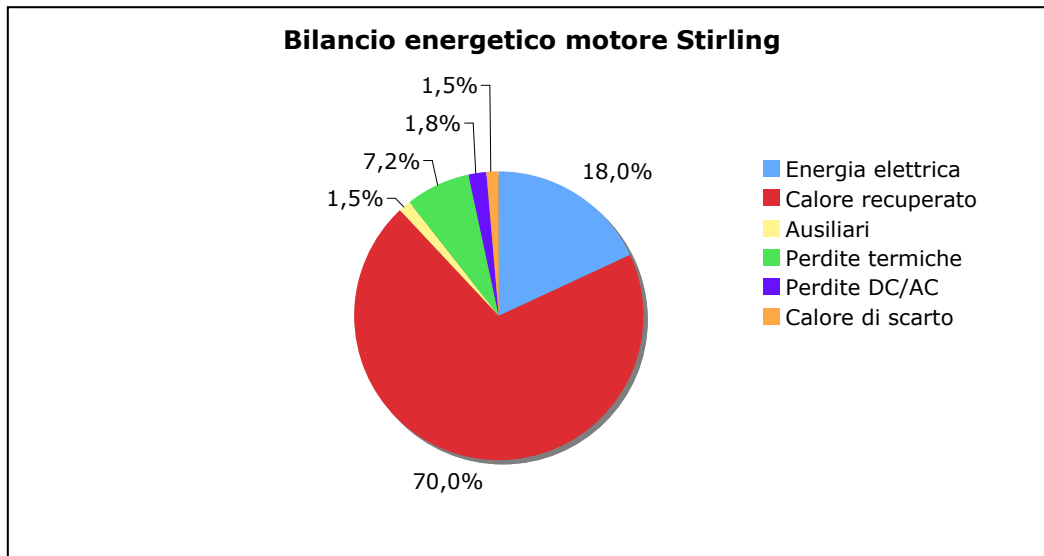
Il ciclo di funzionamento dei motori Stirling è di tipo chiuso e i fluidi operativi possono essere diversi tra cui elio, azoto, aria, etc. Il principale vantaggio dei motori Stirling, rispetto ai motori alternativi a combustione interna tradizionali, è la possibilità di utilizzare non solo combustibili diversi, combustibili in caldaia esterna e non in contatto con le parti della macchina, ma anche gas di recupero purché ad una temperatura di almeno 250÷300 °C. Inoltre gli Stirling hanno un funzionamento molto fluido e regolare, poco rumorosi ed esenti da vibrazioni con una vita utile di anche 60.000 ore. I rendimenti elettrici presentano, a parità di taglia, valori inferiori rispetto ai motori alternativi a combustione interna; essi sono compresi nell'intervallo 10÷35% (risentendo dell'effetto di scala). La tabella seguente [1,23,24,25,26] riporta alcuni dati relativi a motori Stirling (Whispergen e Sunpower sono in fase pre-commerciale).

Costi e caratteristiche	Whispergen	Sunpower	STM Power
Potenza elettrica [kW]	1,2	42	55
Rendimento elettrico [%, rif. PCI]	12	n.d.	30
Potenza termica [kW]	8	n.d.	91
Rendimento termico [% rif. PCS]	85	n.d.	50
Costo totale di installazione (€/kW <sub>e</sub> )	> 10.000	n.d.	1.100

Il recupero termico avviene in percentuale significativa dal circuito di raffreddamento dello scambiatore freddo ed un'ulteriore quota dal raffreddamento dei gas combusti; la massima efficienza energetica è ottenuta riscaldando l'acqua allo scambiatore freddo non oltre i 60 °C e recuperando il calore di condensazione dei gas allo scarico del motore. Per un motore di taglia intermedia (20 kW<sub>e</sub>) si ha la situazione indicata nel diagramma seguente [1]



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia



Le aspettative di miglioramento dei motori Stirling sono concentrate sulla cosiddetta tipologia 'free-piston', che permetterà di trarre ulteriori vantaggi in termini di riduzione dei costi (migliori lubrificazione e tenute, maggiore facilità di avviamento, connessione diretta alla rete elettrica).

### Microturbine a gas

L'adozione di una turbina a gas tradizionale per cogenerazione risulta in genere conveniente economicamente per potenze superiori a qualche MW, dato che al di sotto di questa soglia i rendimenti sono fortemente penalizzati (ciclo termodinamico scadente) e il costo del kWh prodotto diventa insostenibile.

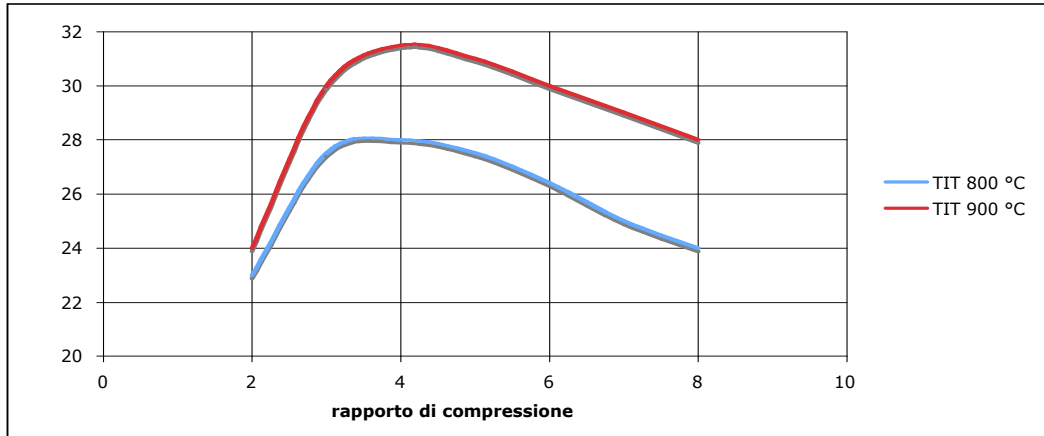
L'applicazione delle turbine a gas per basse potenze elettriche, al fine di ottenere rendimenti accettabili, ha comportato differenze costruttive rispetto alle grandi unità di generazione elettrica: in primo luogo le turbomacchine sono di tipo radiale monostadio (compressore centrifugo e turbina centripeta, bassi rapporti di compressione), e non assiale multistadio, e ruotano a velocità elevatissime, anche oltre i 100.000 giri/min; in secondo luogo il basso rapporto di compressione, comportando un'elevata differenza di temperatura tra i gas di scarico e l'aria di fine compressione (rendimento termodinamico fortemente penalizzato), rende necessaria la presenza di un rigeneratore per preriscaldare l'aria in ingresso al combustore. Si migliorano così le prestazioni globali del ciclo termodinamico e si consente il recupero termico dei gas di scarico per scopi cogenerativi a livelli di temperatura elevati (> 200 °C).

Per applicazioni di microcogenerazione e piccola cogenerazione è impensabile utilizzare i dispositivi di riduzione degli inquinanti nei gas di scarico, pena un rilevante aumento del costo di investimento nonché un ingombro inaccettabile: si utilizza allora una combustione premiscelata con temperature massime di ciclo non superiori ai 950 °C. Si riducono così notevolmente le emissioni inquinanti allo scarico, in media di un ordine di grandezza rispetto alle emissioni medie di motori alternativi a gas di pari potenza senza catalizzatore allo scarico.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Il grafico seguente [1] testimonia, per due diverse temperature di ingresso turbina (TIT), tipiche di macchine di bassa potenza, i buoni valori di rendimenti elettrici ottenibili in funzione del rapporto di compressione.



Un altro aspetto importante concerne la velocità di rotazione: grazie ad un sistema di conversione della frequenza il turbogas può operare a carichi parziali a giri variabili evitando le penalizzazioni sul rendimento tipiche dei gruppi ruotanti a velocità fissa.

Si riporta in seguito una tabella [27] relativa ad alcuni modelli, in parte non ricadenti nell'insieme della microgenerazione.

Modello	Capstone			Elliot Turbomachinery Co.	Norton Research NREC	Honeywell Power Systems
	C300	C300R	C60	TA 45	NRECC 70	Parallon 75
$P_{nom}$	30	28	60	45	70	75
$\eta_e$ [% PCI]	0,14	0,25	0,28	0,30	0,33	0,30
TIT [°C]	900	900	900	1.010	700	1010
$\beta$	3,3	3,3	3,3	4,0	3,0	3,8
velocità [rpm]	96.000	96.000	96.000	116.000	n.d.	75.000

Come detto in precedenza, i gas di scarico si rendono disponibili a temperature dell'ordine dei 250÷300 °C consentendo la produzione di acqua calda a temperature di 70÷90 °C e un rendimento di primo principio di oltre l'85%. Recuperi maggiori, con sistemi a condensazione, non sono possibili a causa dell'ampio eccesso di aria presente nei gas di scarico della macchina.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Più che per le utenze monofamigliari o residenziali, le microturbine a gas sono particolarmente promettenti per il settore terziario per il quale la potenza elettrica impegnata è dell'ordine delle decine di kW.

In chiave futura, fra i possibili sviluppi delle microturbine sono allo studio sistemi che utilizzano materiali ceramici per la girante della turbina, che potrebbero portare a un migliore rendimento elettrico grazie alle temperature più elevate.

### Celle a combustibile

La classificazione più utilizzata delle celle a combustibile si basa sul tipo di elettrolita impiegato: si distinguono allora celle AFC, PEM, PAFC, MCFC, SOFC.

Ognuna delle tipologie presenta diverse temperature di funzionamento, parametro importante sia ai fini del recupero termico cogenerativo sia per quanto riguarda i materiali costituenti gli elettrodi e la relativa sensibilità alle impurezze derivanti dai processi di reforming.

La tabella seguente [28] illustra le diverse tipologie e il relativo campo di applicazione.

Tipologia	Elettrolita	Temperatura di funzionamento	Campi applicativi
AFC	Soluzione alcalina di KOH (liquido)	70÷120 °C	Uso spaziale
PEM	Membrana polimerica (solido)	80÷120 °C	Trasporti, generazione
PAFC	Acido fosforico (liquido)	200 °C	Generazione elettrica e cogenerazione
MCFC	Carbonati fusi di K o Na (liquido)	600÷700 °C	
SOFC	Ossido metallico (solido)	600÷1.000 °C	

Le celle di tipo **PEM** sono tuttora in fase prototipale per quanto riguarda la microcogenerazione; caratteristiche salienti di questa filiera sono la bassa temperatura di funzionamento, la capacità di seguire forti rampe di carico e la conseguente compattezza costruttiva. Di contro un aspetto fortemente penalizzante è l'assoluta intolleranza al CO, prodotto in caso di reforming di idrocarburi in assenza di alimentazione a idrogeno puro, e l'attuale breve vita utile dei moduli costruiti, minore di 10.000 ore, valore adatto per applicazioni automobilistiche ma non certo per applicazioni di microcogenerazione.

Attraverso un confronto con stime a medio termine [1], si riportano le caratteristiche economico-ambientali di celle tipo PEM.

	Attuali	Stime di medio termine
Costo di investimento	6.000 €/kW <sub>e</sub>	< 1.000 €/kW <sub>e</sub>
Costo di manutenzione	25-35 €/MWh	< 20 €/MWh



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Vita utile	Stack 8.000 ore	Stack > 30.000 ore
Emissioni	< 10 ppmv CO e NO <sub>x</sub>	< 2 ppmv NO <sub>x</sub> , 3 ppmv CO

Per ciò che concerne l'energia generata, la cella PEM è in grado di realizzare rendimenti elettrici dell'ordine del 30% con recupero termico dell'ordine del 50%; tali valori si riferiscono a celle a combustibile idonee per utilizzi microgenerativi, mentre per taglie superiori il rapporto tra energia elettrica generata e energia termica recuperata raggiunge anche l'unità.

Il recupero termico nelle celle PEM avviene dal reformer, dai gas di scarico e da un eventuale circuito di raffreddamento separato. In condizioni di funzionamento nominali viene generata acqua calda ad una temperatura di circa 65 °C con ritorno dall'utenza a 50 °C, necessitando quindi di una caldaia opzionale nel caso sia richiesta acqua calda a temperature superiori.

Il raggiungimento di una vita utile oltre le 20.000 ore è l'obiettivo primario della ricerca per questa filiera, tramite lo sviluppo di catalizzatori meno costosi e più performanti in termini di densità di corrente e pressioni di funzionamento.

Le celle a combustibile di tipo **PAFC** sono le uniche ad aver raggiunto un certo sviluppo commerciale; allo stato attuale sono presenti sul mercato solo modelli si taglia superiore ai 100 kW, scelta dettata dal raggiungimento di un compromesso tecnico-economico, tra costo specifico di impianto ed efficienza.

Caratteristiche salienti di questa tipologia sono:

- 1 – temperatura di funzionamento dell'ordine dei 200 °C;
- 2 – rendimenti elettrici anche del 45%;
- 3 – rapidità nel seguire rampe di carico anche elevate;
- 4 – vita utile di 40.000 ore.

Le celle di tipo **MCFC** operano a temperature comprese tra 600 °C e 700 °C, per le quali non sono necessari metalli nobili per svolgere le funzioni di elettrocatalizzatori. Valori così elevati della temperatura permettono di raggiungere elevati rendimenti elettrici e la cella può essere alimentata direttamente a gas naturale effettuando il reforming all'interno della cella stessa, soluzione molto più vantaggiosa rispetto alle celle a bassa temperatura che presentano una sezione esterna di reforming.

Inoltre, per tale tipo di filiera si possono utilizzare anche biogas, syngas da carbone e biomasse, a patto di purificare tali gas visto che la tolleranza alle diverse impurità è molto bassa.

Da notare che, allo stato attuale, nessun costruttore prevede di sviluppare commercialmente unità per la microgenerazione, diversamente da quanto accade per altre tipologie.

Le celle ad ossidi solidi **SOFC** operano a temperature comprese tra 650 °C e 1.000 °C e l'utilizzo di un elettrolita solido permette di realizzare celle con geometrie e forme costruttive diverse. Una



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

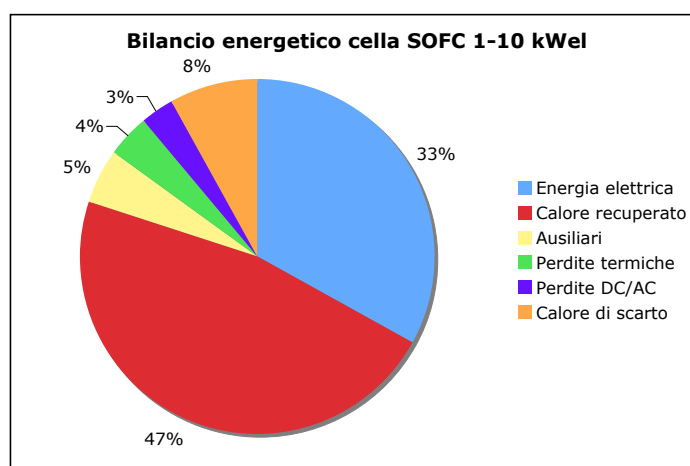
temperatura di funzionamento così elevata determina cinetiche di reazione veloci in cui il CO, veleno per le celle a bassa temperatura, può essere sfruttato come combustibile addizionale.

Come per le celle di tipo MCFC, anche in questo caso l'alimentazione con gas naturale è diretta e il reforming avviene internamente alla cella. Impianti sperimentati con successo presentano taglie superiori ai 100 kW, utilizzando in particolare la geometria tubolare, mentre moduli testati con successo con potenze più piccole presentano la geometria planare, che sembra essere la più promettente in chiave futura. La tabella seguente [1] illustra il confronto tra lo stato dell'arte e le stime a medio termine per celle di tipo SOFC.

	Attuali	Stime di medio termine
Costo di investimento	6.000 €/kW <sub>e</sub>	< 1.000 €/kW <sub>e</sub>
Costo di manutenzione	20-25 €/MWh	10-15 €/MWh
Vita utile	< 8.000 ore	> 60.000 ore
Emissioni	< 2 ppmv CO e NO <sub>x</sub>	

Le celle tipo SOFC generano calore di scarto ad alta temperatura, raccolto dai gas di scarico. Tale calore è utilizzato per preriscaldare i flussi dei reagenti, quali aria e gas naturale, per sostenere le reazioni di reforming ed eventualmente per produrre vapore per tali reazioni. L'aliquota restante può essere utilizzata per produrre energia termica per applicazioni cogenerative con temperature comprese tra 400 °C e 500 °C.

Nel range di potenze della microcogenerazione, un tipico bilancio energetico è indicato di seguito [1].



Per quanto riguarda le prospettive future, sia per le MCFC che per le SOFC, la ricerca è rivolta alla possibilità di prevedere il sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta, visto che l'azoto rimane confinato nel lato catodico della cella e allo scarico della stessa sono presenti soltanto acqua e anidride carbonica, qualora l'alimentazione fosse a solo gas naturale.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### Macchine frigorifere/pompe di calore

L'utilizzo di macchine frigorifere in sistemi trigenerativi comporta l'indubbio vantaggio di estendere il numero di ore di funzionamento di un cogeneratore, potendo soddisfare le richieste di raffrescamento, o parte di esse, nella stagione estiva, quando la domanda di riscaldamento viene meno. Tali dispositivi operano secondo cicli inversi rispetto agli impianti motori e il parametro che meglio permette di qualificare una macchina frigorifera è lo EER (*Energy Efficiency Ratio*) o COP di raffreddamento: esso viene definito come il rapporto tra il calore sottratto alla sorgente fredda<sup>3</sup> e l'energia spesa per ottenerlo. Nel caso delle pompe di calore si utilizza il COP (*Coefficient Of Performance*), o COP di riscaldamento, per indicare il rapporto tra il calore fornito alla sorgente calda e l'energia spesa.

Introducendo la distinzione tra frigoriferi a compressione e frigoriferi ad assorbimento, l'energia spesa nel primo caso è rappresentata dal lavoro del compressore inserito nel ciclo, azionato in genere elettricamente, mentre nel secondo caso è rappresentata dal calore ceduto dalla sorgente termica a temperatura più alta al cosiddetto desorbitore. La prima tipologia permette di raggiungere COP più elevati<sup>4</sup> rispetto alla seconda a fronte di una richiesta elettrica importante; le macchine ad assorbimento, a parità di potenza frigorifera resa, necessitano di una spesa elettrica di due ordini di grandezza inferiore rispetto al caso delle macchine a compressione; sono inoltre più silenziose ed affidabili, presentando una vita utile maggiore dei 20 anni.

Si rendono vitali per quelle applicazioni in cui è richiesta continuità del servizio come nell'industria alimentare e nel settore ospedaliero, ma hanno lo svantaggio di avere, a parità di potenza, costi più elevati oltre che COP più bassi rispetto alle macchine a compressione. I grafici seguenti [1,29,30,31,32,33] riportano i costi specifici in funzione della potenza frigorifera, rispettivamente per macchine a compressione e ad assorbimento.

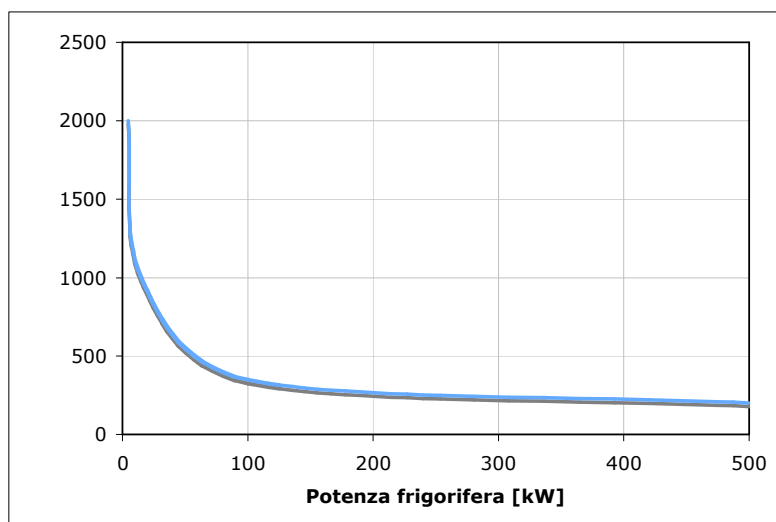
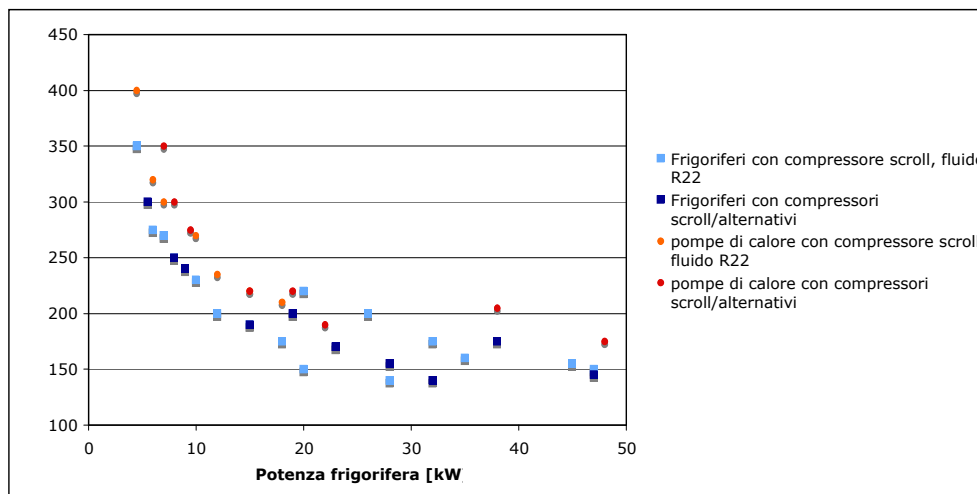
---

<sup>3</sup> In un ciclo inverso, per sorgente fredda si intende l'ambiente a bassa temperatura al quale viene sottratto calore (effetto utile negli impianti frigoriferi, quindi per scopi di raffreddamento), mentre per sorgente calda si intende l'ambiente a temperatura maggiore al quale viene ceduto calore (effetto utile nelle pompe di calore, per scopi di riscaldamento).

<sup>4</sup> Indici che però non possono essere direttamente confrontati se non riportandoli alle fonti primarie utilizzate o a emissioni prodotte o evitate.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia



Un'ulteriore distinzione si può effettuare considerando il tipo di sorgente termica utilizzata, e.g. acqua/acqua, aria/aria, aria/acqua, in cui il primo termine indica la sorgente di calore esterna rispetto all'ambiente a cui è destinato l'effetto utile, il secondo quella interna.

Per avere un'idea dei costi dei gruppi frigoriferi, si può dire che esiste una variabilità di prezzi dipendente dalla tecnologia costruttiva e dalla tipologia dei componenti adottati, sia in funzione della potenza che del tipo di sorgenti termiche (aria, acqua), fermo restando l'effetto di scala.

Per ciò che concerne le macchine ad assorbimento, occorre dire che, allo stato attuale, la diffusione commerciale copre taglie superiori ai 35 kW<sub>fr</sub>, ma sono di recente introduzione sul mercato sistemi di potenza inferiore (e.g. Rotartica, P<sub>fr</sub> = 4 kW, Climatewell, P<sub>fr</sub> = 10 kW), di interesse per applicazioni di microtrigenerazione. Nella tabella seguente [29,30,31,32,33] si riportano alcune caratteristiche di modelli recentemente commercializzati, fatta eccezione per la macchina della Yazaki, già venduta in numerosi esemplari. Alcuni sono accoppiati ad impianti solari termici per la produzione di freddo nel periodo estivo utilizzando tutti i sistemi di distribuzione dell'energia frigorifera quali fan-coil, sistemi a pannelli radianti, etc.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Caratteristiche	Rotartica	PHONIX (Sonnenklima)	EAW (Westenfeld)	Climatewell	WFC SC 10 (Yazaki)
Potenza frigorifera [kW]	4,5	10	15	15	35
COP	0,67	0,78	0,71	0,68	n.d.
Potenza elettrica assorbita [kW]	0,57	0,12	0,30	0,17	0,21
Peso [kg]	290	550	700	370	600
Ingombro L,B,H [lati in mm]	1.092	1.900	1.500	680	760
	760	1080	760	700	978
	1.150	695	1.600	1.850	1.900
Costo [€]	10.000	15.000	15.000	n.d.	n.d.

### ***Gli elementi che influenzano gli investimenti***

La delibera dell'AEEG n. 42 del 19 marzo 2002, in vigore fino al 31/12/2010, determina le condizioni affinché un impianto possa essere definito cogenerativo ad alto rendimento e possa dunque avvalersi delle agevolazioni previste: è necessario il raggiungimento di un Indice di Risparmio Energetico (IRE) che sia maggiore o uguale al 10% e un Limite Termico (percentuale di energia termica sulla totale prodotta) superiore al 15%.

In base alla Direttiva 2004/8/CE, recepita dal D.Lgs. 20/07, a partire dal 2011 entreranno in vigore dei nuovi criteri. Le condizioni da rispettare saranno:

- IRE = PES (*Primary Energy Saving*) > 0.1
- IRE = PES > 0 per impianti di piccola cogenerazione (e quindi microcogenerazione)

Il Limite Termico verrà sostituito da un criterio sul calcolo dell'energia elettrica che verrà considerata prodotta in cogenerazione:

- caso a)  $\eta_e + \eta_t > 0.75 \Rightarrow$  tutta l'energia elettrica prodotta è 'cogenerativa'
- caso b)  $\eta_e + \eta_t < 0.75 \Rightarrow$  è 'cogenerativa' l'energia elettrica pari a  $C \cdot E_{tot}$ .

(dove  $\eta_e$  è il rendimento elettrico dell'impianto cogenerativo,  $\eta_t$  è il rendimento termico, C un fattore minore di 1 dipendente dalla tipologia di motore (es. C=0,75 per motori alternativi a combustione interna, C=0,55 per Turbine a Gas),  $E_{tot}$  è l'energia elettrica totale prodotta dall'impianto).

Sulla base dei limiti indicati nella delibera AEEG 42/02, un impianto di cogenerazione di potenza elettrica inferiore ad 1 MW<sub>e</sub>, secondo i valori di riferimento dell'Autorità stessa, deve confrontarsi con valori di rendimento termico ed elettrico in produzione separata molto bassi per ottenere un IRE positivo, e per esso è facile ottenere il riconoscimento di cogeneratore.

La tabella seguente indica i valori di confronto per i rendimenti elettrici, da cui si evince come il criterio scelto faccia riferimento alle migliori condizioni esistenti sul mercato (ossia si tratta di un metodo restrittivo, specie per alcuni combustibili, per applicazioni di mini e microcogenerazione).



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Taglia di riferimento	Gas naturale, gpl, gasolio	Altri combustibili
< 1 MWe	40	23-35
> 1 fino a 10 MWe	41	25-36
> 10 fino a 25 MWe	44	27-38
> 25 fino a 50 MWe	48	28-39
> 50 fino a 100 MWe	50	28-39
> 100 fino a 200 MWe	51	28-39
> 200 fino a 300 MWe	53	28-39
> 300 fino a 500 MWe	55	28-41
> 500 MWe	55	28-43

I rendimenti termici di riferimento sono rispettivamente 80% per uso civile e 90% per uso industriale.

Per quanto riguarda applicazioni nel settore residenziale, per rispettare i limiti imposti dalla delibera richiamata sopra è necessario che si recuperi integralmente il calore cogenerato (ad esempio attraverso il funzionamento in modalità “termico segue” o con modalità “elettrica segue” e adeguato accumulo termico).

Riconosciuta come cogeneratore, una macchina per produzione combinata di energia elettrica e termica ha diritto ad una serie di benefici, che in maniera più o meno marcata incidono sull’investimento iniziale e determinano la fattibilità economica o meno dell’installazione presso un’utenza.

Essi sono:

- priorità di dispacciamento, al pari dell’energia elettrica da fonte rinnovabile (D.Lgs. 79/99);
- condizioni agevolate di cessione dell’energia elettrica al gestore di rete locale, in base alla delibera dell’AEEG 34/05 e smi e dal 1 gennaio 2008 alla delibera 280/07, per impianti di potenza elettrica minore di 10 MVA;
- scambio sul posto dell’energia elettrica (D.Lgs. 20/07);
- passaggio di fiscalità di parte del combustibile;
- accesso ai titoli di efficienza energetica TEE, secondo i Decreti Ministeriali 20 luglio 2004.

Il primo punto assicura la possibilità di operare con eccedenze rispetto al fabbisogno, e risulta essenziale per la riuscita di un qualunque intervento di cogenerazione. I due punti successivi riguardano la valorizzazione dell’energia elettrica prodotta, che assume un’importanza considerevole nell’economia di questi investimenti. Il quarto punto è strettamente collegato con l’uso dei combustibili, mentre l’ultimo dovrebbe rappresentare il principale sostegno agli investimenti sulla cogenerazione secondo quanto previsto dal D.Lgs. 20/07.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### La valorizzazione dell'energia elettrica

Nel quadro attuale la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica è rappresentata dal costo evitato del mancato acquisto: si potrebbe quindi pensare di utilizzare il cogeneratore in modalità 'elettrico segue', ma, specie nel caso di utenze con elevate fluttuazioni del carico elettrico durante tutta la giornata, come le utenze domestiche, ciò sarebbe possibile solo in presenza di sistemi di regolazione in frequenza, per ora disponibili solo per macchine rientranti nella fascia alta della microgenerazione.

In caso di eccedenze rispetto al fabbisogno, l'elettricità sarà valorizzata dal 1 gennaio 2008 alle condizioni definite dalla delibera 280/07 dell'AEEG, che sostituisce la delibera 34/05 per tener conto delle modifiche introdotte dal completamento del processo di liberalizzazione il 1 luglio 2007. Il prezzo di cessione, pur migliorativo rispetto alla sola generazione elettrica, e caratterizzato da una semplificazione del regime di dispacciamento e scambio, risulta decisamente inferiore rispetto al mancato acquisto (il rapporto è nell'ordine di 1:2).

Il processo di consultazione avviato dall'AEEG il 31/07/2007 con il documento n.31/07, ancora oggetto di discussione, ha fatto una prima ipotesi di regolazione dello scambio sul posto per potenze fino a 200 kW<sub>e</sub>, in modalità simili a quanto avviene per la cessione di energia elettrica alla rete da impianti a fonti rinnovabili per potenze elettriche fino a 20 kW<sub>e</sub>. In realtà nella seconda consultazione (atto n. 42/07) sono stati proposti criteri completamente differenti, quindi risulta al momento difficile fare ipotesi sugli effetti di tale provvedimento sugli impianti di microgenerazione.

In entrambi i documenti l'orientamento è comunque quello di non impedire la vendita dell'energia elettrica generata in eccesso rispetto ai consumi. Ciò si traduce in una maggiore flessibilità, di interesse soprattutto delle applicazioni di taglia maggiore. Per quelle di microgenerazione il differenziale rispetto al mancato acquisto, richiamato in precedenza, toglie parte dell'interesse, che rimane concentrato nell'effettiva possibilità di immettere in rete eccedenze di produzione valorizzandole ad un prezzo il più possibile vicino al mancato acquisto.

### Combustibili

Analizzando la situazione lato combustibile, si può considerare il caso del gas naturale, che rappresenta una scelta quasi obbligata per la microgenerazione. Quanto descritto si applica comunque anche in caso di impiego del gasolio e del GPL, cambiando il valore del consumo specifico che dà accesso all'imposta di generazione elettrica secondo quanto riportato nella delibera AEEG 16/98. Tali combustibili potranno essere impiegati in applicazioni di nicchia (es. stazioni di servizio GPL, edifici situati in comuni non metanizzati). Per quanto riguarda il biogas, in genere le taglie superano l'ambito di applicazione della microgenerazione sia per la digestione anaerobica sia per il biogas da discarica. Si tratta comunque di applicazioni in cui il costo del



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

combustibile non è soggetto, se non in modo indiretto, all'andamento del prezzo del barile di petrolio e per il quale è possibile avvalersi dei certificati verdi.

Le imposte di consumo sul gas naturale sono di tre tipi: imposta di consumo, addizionale regionale (che può variare da 0 a 2,58 c€/m<sup>3</sup>) ed IVA. Le prime due, per utilizzi del gas industriali o assimilati come alberghi, ristoranti, impianti sportivi, etc, ammontano 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>. Per quanto riguarda l'Imposta sul Valore Aggiunto, essa è pari al 20% tranne che per gli usi civili per i primi 480 m<sup>3</sup>/anno e per alcuni usi particolari, tra i quali rientra la produzione di energia elettrica.

In base alla Legge 448/98 e alla delibera dell'AEEG 16/98, 0,25 m<sup>3</sup> di gas per ogni kWh<sub>e</sub> prodotto (in termini di rendimento elettrico ciò corrisponde a un valore di circa 42 punti percentuali), passano ad accisa di generazione, con un'imposta di 0,04493 c€/kWh<sub>e</sub>, ridotta al 30% (0,01348 c€/kWh<sub>e</sub>) in caso di autoconsumo.

Per i restanti metri cubi di gas naturale necessari per la produzione del kWh<sub>e</sub> si applica l'imposta base dell'utenza considerata, civile o industriale/assimilata. Con lo stesso criterio si usufruisce dell'IVA al 10% sul gas naturale utilizzato per produzione elettrica (D.P.R. 633/72).

In caso di autoconsumo dell'energia elettrica, al vantaggio della valorizzazione al costo del mancato acquisto della stessa, si aggiunge la quota ridotta in fiscalità del gas necessario per produrla, che si traduce in un beneficio massimo di circa 47 €/MWh<sub>e</sub>.

Per quanto riguarda l'effetto dell'andamento dei prezzi del petrolio e del gas naturale sugli investimenti di cogenerazione, occorre considerare che il parametro fondamentale da questo punto di vista è rappresentato dal rapporto fra il costo del kWh elettrico e quello del gas naturale. Tanto maggiore è tale rapporto, tanto più conveniente è un intervento di cogenerazione. A parità del rapporto un aumento del 20% del costo del gas e dell'elettricità si tradurrebbe in una riduzione del pay back time del 15-19%.

Il fatto che negli ultimi 15 anni il rapporto in esame sia passato da valori intorno a 4 a valori intorno a 3 testimonia la maggior difficoltà nel settore industriale di ricorrere a tali sistemi rispetto al passato. Con il parco di generazione termoelettrico sempre più orientato sul gas naturale è improbabile che si assista a variazioni consistenti di questo indicatore, a meno che il legislatore non ridefinisca la struttura delle imposte sui combustibili e sui vettori energetici.

### Titoli di efficienza energetica

Il principale supporto alla cogenerazione in base alle indicazioni del D.Lgs. 20/2007 è rappresentato dai cosiddetti TEE, i Titoli di Efficienza Energetica. I DM del 20 luglio 2004 hanno introdotto un meccanismo, innovativo a livello mondiale, volto a promuovere interventi di efficienza energetica e ad attivare il mercato delle ESCO, ponendo degli obblighi in capo a quei distributori di



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

energia elettrica e gas che, alla fine del 2001, presentavano un numero di clienti maggiore delle 100.000 unità. Tale obbligo è stato recentemente esteso alle aziende distributrici di almeno 50.000 utenti, con il D.M. 21 dicembre 2007.

I titoli, che certificano ciascuno un risparmio pari ad un tep e che si traducono al momento in una remunerazione al distributore di 100 €/tep e in un prezzo di vendita che nel 2007 è spaziato dai 30 €/tep di quelli di tipo I (relativi al risparmio di elettricità) agli 80 €/tep di quelli di tipo II (relativi al risparmio di gas), consentono di accompagnare gli investimenti nel settore con un flusso di cassa aggiuntivo per i primi 5 anni dall'avvio del progetto.

Gli obiettivi di risparmio fissati dai decreti prevedono una crescita esponenziale degli obblighi, fino ai 6 Mtep previsti al 2012. Ciò dovrebbe garantire un certo spazio di disponibilità per l'offerta di titoli, anche per interventi nel campo della cogenerazione, visto che nei prossimi anni non sarà facile raggiungere gli obiettivi richiesti e quindi dovrebbero sparire le attuali condizioni di forte eccesso di offerta sul mercato.

Da un punto di vista economico, al momento per la cogenerazione nel settore civile si applicano le schede 21 e 22 di valutazione analitica dei risparmi. In base ad esse (peraltro sospese da un provvedimento del TAR del luglio 2006) un impianto tradizionale da qualche centinaio di kW<sub>e</sub> può recuperare, ammesso che la ESCO riesca a vendere i titoli sul mercato, una quota pari al 3-5% del costo di investimento iniziale (TEE tipo I 30 €/tep; TEE tipo II 80 €/tep).

Si tratta di una cifra che si traduce in un incentivo di circa 6-8 €/MWh<sub>e</sub> per i primi cinque anni di funzionamento dell'impianto, certo non in grado di cambiare radicalmente i parametri economico-finanziari alla base delle scelte di investimento.

Occorre inoltre considerare che impianti sotto ai 250 kW<sub>e</sub> (e quindi tutto ciò che è microcogenerazione) difficilmente riescono a raggiungere la soglia dei 50 tep necessaria per poter presentare un progetto, cosa che implica la necessità di realizzare più progetti per poter accedere ai certificati bianchi.

Nell'ambito del decreto che il Ministero dello Sviluppo Economico si appresta a varare per determinare le condizioni di incentivazione della cogenerazione sarebbe dunque opportuno tenere conto che se si vuole veramente promuovere il mercato della cogenerazione è necessario aumentare decisamente l'attuale contributo e che per la microcogenerazione andrebbero scelti dei parametri particolarmente premianti. Ciò si potrebbe ottenere attraverso un prolungamento del periodo di riconoscimento dei certificati bianchi.

Una valutazione più precisa potrà essere fatta solo quando si sapranno le condizioni di regolazione dello scambio sul posto.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### ***Le barriere di tipo non tecnico***

Lo sviluppo della microgenerazione in Italia si basa su un potenziale elevatissimo di possibili applicazioni, specie nel settore civile. I 13 milioni di edifici per 27 milioni di abitazioni, di cui circa 22 milioni riscaldate, rappresentano un terreno fertile per sfruttare una grande opportunità di sviluppo che avrebbe importanti ricadute energetiche, ambientali e di sistema, in quanto il suo sfruttamento su ampia scala porterebbe ad un ridisegno dei soggetti coinvolti nel mercato (produttori di macchine e caldaie, distributori di energia elettrica e gas naturale, installatori).

Si tratta comunque di un mercato che non potrà mai svilupparsi se perdureranno gli attuali ostacoli che rendono la diffusione delle applicazioni microgenerative difficile e complessa. Anche ammesso che gli sviluppi tecnologici siano in grado di rispondere agli attuali problemi, specie per taglie sotto i 10 kW<sub>e</sub>, le barriere di tipo non tecnico al momento esistenti sono tali da scoraggiare qualunque tentativo.

Gli aspetti non tecnici con cui gli impianti di microgenerazione si devono confrontare sono i seguenti:

- un percorso autorizzativo complesso, mutuato dagli impianti di taglia più grande;
- gli adempimenti burocratico-gestionali consistenti, anch'essi in larga parte mutuati dagli impianti di taglia più grande;
- l'atteggiamento molto variabile degli enti coinvolti nel processo autorizzativo (EELL, VVF, UTF, gestori di rete), che si traducono in esiti molto diversi per lo stesso tipo di impianto in Province differenti;
- i limiti sulle emissioni che spesso non tengono conto delle caratteristiche della generazione separata;
- l'unicità del contratto di fornitura per punto di accesso alla rete e la definizione di reti interne di utenza;
- l'assemblea condominiale per le applicazioni in tale ambito.

L'ultimo punto è insito nel regolamento costitutivo dei condomini. Esso può esplicarsi con diversa forza a seconda della situazione. In presenza di riscaldamento autonomo la resistenza sarà massima, mentre sarà minima con riscaldamento centralizzato necessitante interventi di manutenzione straordinaria e quadro legislativo e di incentivazione favorevole.

Analizzando gli altri punti dell'elenco si possono distinguere tre aree di problemi:

- il comportamento non omogeneo degli enti preposti alle autorizzazioni, che in modo ingiustificato adotta criteri di valutazione differenti nonostante la presenza di direttive centrali;
- l'inutile complessità di alcuni adempimenti, che si traduce in costi economici che assumono un peso crescente al diminuire della taglia dell'impianto;



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- l'esistenza di vincoli come quello sulle linee interne di utenza che di fatto bloccano meccanismi come il finanziamento tramite terzi e le ESCO che sono invece promossi dalla Direttiva 2006/32/CE in fase di recepimento.

Il primo aspetto è un elemento di inefficienza degli enti coinvolti, che ovviamente si estende a temi ben più ampi delle applicazioni di cogenerazione, e sarebbe quindi opportuno una strutturazione degli enti stessi volta ad uniformare i procedimenti e le analisi, ad esempio con corsi di aggiornamento dei funzionari preposti e sistemi che utilizzino al meglio le tecnologie informatiche e di comunicazione.

Il terzo punto riguarda tutta la generazione distribuita. In base all'attuale normativa, che prevede l'unicità del contratto di fornitura per punto di accesso alla rete, in sostanza è difficile proporre contratti di finanziamento tramite terzi (FTT) da parte delle ESCO. Tali contratti in generale prevedono che la ESCO realizzi l'impianto, ne curi gestione e manutenzione mantenendolo di sua proprietà per il periodo contrattuale previsto, nel corso del quale all'utente cliente sono garantiti standard minimi di prestazione energetica e di risparmio, e sia riscattato da quest'ultimo al termine del contratto. Ciò, qualora l'impianto sia di generazione elettrica e a causa del requisito di unicità citato, comporta o la volturazione del contratto del cliente alla ESCO (pratica un tempo seguita, cui l'ENEL Distribuzione ha posto un forte freno in certi compartimenti nell'ultimo anno), o la cessione dell'impianto al cliente, che rende difficile per la ESCO tutelarsi in caso di mancati pagamenti o problematiche contrattuali. Considerata l'importanza che la legislazione europea e quella nazionale (D.M. 20 luglio 2004) danno al modello delle ESCO sarebbe opportuno affrontare e risolvere questo problema, consentendo ad esempio di avere più di un contratto di fornitura per punto di connessione alla rete nel caso di contratti in FTT.

Ad esso si collega la definizione di reti interne di utenza, che esclude le linee di ripartizione condominiali, che, risultando dunque porzioni di rete di distribuzione, impediscono di considerare autoconsumo la cessione dell'energia elettrica ai singoli appartamenti, diminuendone in modo consistente la valorizzazione. In questo caso – che si ripercuote anche sugli impianti fotovoltaici condominiali, rendendo obbligatoria la scelta della cessione alla rete al superamento del fabbisogno delle utenze comuni da parte della produzione – l'eventuale soluzione, possibile con un provvedimento di livello primario, rappresenterebbe una precisa scelta del legislatore, correlata con le concessioni per le reti di distribuzione elettrica.

Per quanto concerne le barriere amministrative e normative, allo stato attuale il soggetto proponente l'investimento viene in contatto con una molteplicità di enti attraverso comunicazioni, verifiche, ispezioni, dichiarazioni. Una mole di adempimenti certamente sproporzionata in numero e tempi di attesa rispetto alle taglie in gioco con la microcogenerazione. In aiuto dovrebbe venire, almeno in parte, l'emanazione del Decreto Ministeriale, richiesto dall'articolo 8, comma 3, del D.Lgs. 20/07, che prevede un iter autorizzativo semplificato per l'installazione di microgeneratori.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

La tabella seguente riporta gli enti coinvolti nel processo autorizzativo.

FASE	ENTI COINVOLTI
1. Progettazione/installazione	MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Regione, Provincia, Comune, Fornitore gas naturale
2. Collaudo e avviamento	UTF, Gestore rete elettrica, VVF., C.P.I., ISPESL, Provincia
3. Esercizio e gestione	MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale
4. Cessazione impianto	MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF., ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale

### ***Il processo autorizzativo***

L'iter autorizzativo completo, ripreso da un documento predisposto da Cogena [8], è riportato di seguito.

#### Fase 1

##### a) PROGETTAZIONE/INSTALLAZIONE

Enti interessati: MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF, ASL/Ispettorato del Lavoro, Regione, Provincia, Comune, fornitore gas naturale.

L'installazione di un impianto di piccola cogenerazione è soggetto alle seguenti autorizzazioni/comunicazioni:

- comunicazioni a MSE e Provincia di realizzazione di impianto di cogenerazione
- pratica prevenzione incendi presso il Comando dei Vigili del Fuoco competente per territorio;
- licenza di officina di produzione elettrica rilasciata dall'Ufficio Tecnico di Finanza (o Ufficio Dogane) competente per territorio;
- pratica di autorizzazione all'esercizio in parallelo rete mediante stipula dell'apposito regolamento con il gestore locale;
- stipula (eventuale) di convenzione per la cessione in rete con il GSE;
- pratica presso l'ISPESL competente per territorio;
- verifica dell'impatto acustico;
- pratica DIA presso il Comune di installazione;
- pratiche di sicurezza ai sensi del D.Lgs. n. 626/1994 e successive modifiche e D.Lgs. n.494/96.

##### b) COMUNICAZIONI



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

MSE e Provincia (Art. 22, Legge n. 9/1991)

- Comunicazione alla Provincia: intenzione di realizzare un impianto di cogenerazione
- Comunicazione al MSE: intenzione di realizzare un impianto di cogenerazione

Gestore Rete Elettrica

- Comunicazione all'impresa gestore della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi
- Stipula (eventuale) di convenzione per la cessione in rete con il gestore locale

GSE

- Comunicazione al GSE

#### c) UTF UFFICIO TECNICO DI FINANZA

Licenza di officina di produzione elettrica rilasciata dall'Ufficio Tecnico di Finanza (o Ufficio Dogane) competente per territorio.

Ai sensi degli Artt. 52 e segg., D. Lgs. n. 504/1995, un impianto di piccola cogenerazione necessita della licenza di officina di produzione elettrica rilasciata dall'UTF competente per territorio.

Questo comporta l'invio all'UTF della documentazione tecnica descrittiva d'impianto e, successivamente all'installazione, ma prima dell'accensione, la cosiddetta "*verifica di primo impianto*" da parte di funzionari UTF.

Scopo della verifica è quello di:

- controllare i contatori di produzione dell'energia, nonché quelli di connessione alla rete e di apporre i sigilli dello Stato ai contatori di produzione;
- stabilire il regime di trattamento fiscale del combustibile che alimenta il cogeneratore.
  - Denuncia di officina elettrica presso l'UTF Ufficio Tecnico di Finanza competente territorialmente ai sensi del T.U. Accise D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504, Artt. 52 – 60
  - Richiesta all'UTF della defiscalizzazione del combustibile per cogenerazione ai sensi del dell'art. 24 comma 1 e punto 11 Tabella A del TUA
  - Verifica di primo impianto da parte dei funzionari UTF:
    - sopralluogo
    - piombatura contatori
    - individuazione delle rate mensili di IEC e Addizionale Provinciale
  - Pagamento diritti di licenza annuale e deposito cauzionale presso la Cassa Depositi e Prestiti a garanzia dei pagamenti tributi

#### d) ISPESL



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Richiesta esame di conformità del progetto all'ISPESL presso l'ufficio competente territorialmente per generatori di calore per impianti di riscaldamento ad acqua calda sotto pressione con temperatura non superiore a quella di ebollizione a pressione atmosferica.

L'Istanza all'ISPESL prevede:

- la compilazione moduli Raccolta R, D.M. 1 dicembre 1975 Titolo II
- la fornitura di schemi

#### e) VIGILI DEL FUOCO

Pratica prevenzione incendi presso il Comando dei Vigili del Fuoco competente per territorio.

L'installazione di un impianto di Piccola Cogenerazione civile è equiparato a quella di un gruppo elettrogeno con recupero di calore e, pertanto, va ricompresa al punto 64 dell'elenco di attività soggette a prevenzione incendi (allegato al DM 16/2/1982) che recita: gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 kW.

Non è consentita la coesistenza del Piccolo Cogeneratore e della caldaia d'integrazione nello stesso locale se i due impianti sono alimentati entrambi a gas naturale.

Richiesta di parere di conformità antincendio presso il Comando dei Vigili del Fuoco competente territorialmente:

- Attività 64 "Gruppi Elettrogeni" D.M. 16.2.1982;
- Circolare MI.SA. 31 agosto 1978, n. 31 come modificata dalla Circolare MI.SA. 8 luglio 2003 n. 12;
- richiesta parere conformità progetto (45 gg);
- richiesta CPI (90gg).

#### f) SICUREZZA DEL LAVORO

Ai sensi del D.Lgs. n. 626/1994 e successive modifiche e del D.Lgs. n. 494/96 deve essere effettuata:

- valutazione del rischio
- documento di coordinamento della sicurezza da condividere con gli appaltatori
- dichiarazione inizio attività
- notifica a ASL e Ispettorato del Lavoro competenti per territorio

#### g) EMISSIONI IN ATMOSFERA

Comunicazione alla Regione/Provincia territorialmente competente relativa alle emissioni in atmosfera poco significative di nuovo impianto inferiore ai 3 MW termici. Eccezione per la Regione Lombardia:



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- la comunicazione va fatta ai Comuni
- delibera Giunta Regionale più restrittiva rispetto alla normativa nazionale

Richiesta di autorizzazione all'immissione in atmosfera di nuovo impianto ai sensi dell'art. 269, D.Lgs. n. 152/2006 per impianti superiori ai 3 MW termici.

#### h) DIA O RICHIESTA DI PERMESSO A COSTRUIRE

Questa pratica dà luogo a interpretazioni svariate da parte dei Comuni: è richiesta la valutazione paesaggistica dell'impianto, la valutazione di impatto elettromagnetico, etc.

#### i) PROGETTO DELL'IMPIANTO

Elaborazione del progetto dell'impianto in conformità alla legge 46/90.

#### j) AUTORIZZAZIONE ALL'ESERCIZIO IN PARALLELO RETE

Richiesta di stipula del regolamento d'esercizio in parallelo all'impresa gestore della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi con presentazione di:

- istanza di regolamento di esercizio in parallelo;
- relazione tecnica / schema unifilare;
- regolamento di esercizio in parallelo alla rete con l'ente gestore della rete elettrica competente territorialmente in base a:
  - norma CEI 11-20 "Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di I e II categoria";
  - direttiva ENEL DK5740 "Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete di MT di Enel Distribuzione";
  - direttiva ENEL DK5940 "Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete di BT di Enel Distribuzione";
  - delibera AEEG 281/05.

#### k) RUMORE

Verifica dell'impatto acustico. Essa prevede la consegna al Comune della valutazione di impatto acustico predisposta da un tecnico abilitato in base alla valutazione effettuata prima dell'installazione e ad eventuali accorgimenti in base a:

- Legge quadro sull'inquinamento acustico 26 ottobre 1995 n. 447
- DPCM 1 marzo 1991
- Normativa locale

Al ricevimento delle autorizzazioni si può dare corso alla realizzazione dell'impianto. In base alla tipologia ed all'estensione delle opere dovranno essere richiesti tutti i permessi necessari



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia  
alle costruzioni, alla sicurezza del cantiere e dei lavoratori, nonché quelle previste dalla  
normativa sui lavori pubblici, se si rientra in questa categoria.

## Fase 2

### *COMMISSIONING E AVVIO DELL'IMPIANTO*

Dopo il collaudo funzionale dell'impianto, prima e durante il primo parallelo con la rete sono svolte le seguenti attività/richieste:

- richiesta di sopralluogo UTF, taratura in campo e sigillatura dei dispositivi di misura dell'energia elettrica e rilascio della licenza d'esercizio;
- comunicazione all'impresa gestore della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi di primo parallelo, taratura in campo del dispositivo di protezione della rete e stipula regolamento d'esercizio in parallelo;
- richiesta di sopralluogo, sopralluogo VV.F. e richiesta C.P.I.;
- richiesta di sopralluogo e sopralluogo ISPESL e richiesta del libretto di centrale;
- analisi emissioni e comunicazione alla Provincia.

## Fase 3

### *ESERCIZIO E GESTIONE*

Enti interessati: MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF, ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale.

L'esercizio di un impianto di Piccola Cogenerazione è soggetto alle seguenti attività gestionali:

- tenuta del registro giornaliero di produzione;
- pagamento mensile della rata delle imposte;
- dichiarazione annuale di consumo;
- taratura triennale dei contatori;
- dichiarazione mensile consumi gas ai fornitori per ottenimento accisa agevolata;
- dichiarazione annuale al GSE per il riconoscimento dell'assetto cogenerativo;
- versamento deposito cauzionale a garanzia delle imposte e aggiornamento dello stesso qualora non dovesse essere più congruo;
- richiesta annuale all'AEEG per l'ottenimento dei TEE;
- controllo periodico attrezzature prevenzione incendi.

Adempimenti mensili:

- invio del modello "C" all'azienda distributrice del gas per la defiscalizzazione;
- comunicazione telematica mensile al GSTAT (GSE/TERNA) della produzione e del consumo energia elettrica;



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- pagamento della rata mensile dell'Imposta Erariale di Consumo e dell'Addizionale Provinciale sull'energia elettrica prodotta.

Adempimenti annuali:

- invio all'UTF della dichiarazione annuale di consumo di energia elettrica al fine di accertare e liquidare le rate d'imposta sulla base dei consumi dell'anno precedente;
- dichiarazione annuale della produzione energia elettrica all'Autorità per l'Energia Elettrica e il gas - Ufficio statistiche;
- invio al GSE del modulo per il rispetto dell'IRE e dell'LT;
- pagamento del Rinnovo di Licenza d'esercizio.

#### Fase 4

##### *CESSAZIONE DELL'IMPIANTO*

Enti interessati: MSE, AEEG, GSE, Gestore rete elettrica, UTF, ISPESL, VVF, ASL/Ispettorato del Lavoro, Fornitore gas naturale.

La cessazione di un impianto di Piccola Cogenerazione è soggetto alla comunicazione agli Enti interessati sopra richiamati.

##### Confronto con altri impianti di generazione elettrica e termica e considerazioni

Le contraddizioni di una prassi burocratica così corposa emergono nel momento in cui si considerano le caldaie alimentate a gas naturale per l'uso domestico e i gruppi elettrogeni.

Le caldaie a gas naturale per uso domestico per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento ambientale vengono normalmente installate attraverso semplici interventi e sono richieste all'esercente-utente poche pratiche burocratiche prima dell'avviamento (collaudo dell'installatore, predisposizione del libretto di impianto o di centrale) e ridotti adempimenti durante l'esercizio (manutenzione obbligatoria a cadenze stabilite dal produttore o dall'installatore e aggiornamento del libretto di impianto o di centrale).

Se si aggiunge che la potenza nominale delle caldaie normalmente installate per le utenze domestiche è spesso esuberante, anche oltre i 20 kW<sub>t</sub>, se confrontata con i carichi termici richiesti da una famiglia e con la taglia di riferimento di un eventuale microgeneratore, si comprende la forte differenza nel trattamento.

Per quanto riguarda i gruppi elettrogeni, anche di potenza dell'ordine dei MW, la prassi autorizzativa è piuttosto semplificata e consiste in pochi passi:

- autorizzazione al Certificato Protezione Incendi (solo per gruppi di produzione di energia elettrica da motori endotermici di potenza superiore ai 25 kW, autorizzazione rilasciata dai Vigili del Fuoco secondo il D.M. 16/2/1982);



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- autorizzazione da richiedere alla Provincia ai sensi del Decreto Legge n°112/98 per tutti i gruppi elettrogeni funzionanti in continuo con potenza termica nominale superiore a 1 MW<sub>e</sub> per quelli a benzina o gasolio e 3 MW<sub>e</sub> per quelli a gas naturale o GPL e se non rientranti nella categoria di inquinamento atmosferico poco significativo ai sensi del D.P.R. 203/1988.

In aggiunta sono necessarie dichiarazioni relative all'impatto acustico e alle emissioni inquinanti al Comune interessato, all'A.R.P.A. e all'A.S.L. e infine una denuncia all'U.T.F., per potenze nominali maggiori di 1 kW<sub>e</sub>.

Ai sensi dell'articolo 3 del D.P.R. 1 febbraio 1998, n. 53, non sono soggetti ad autorizzazione, ma solo a comunicazione:

- l'installazione e l'esercizio di gruppi elettrogeni funzionanti di continuo con potenza termica non superiore a 3 MW<sub>t</sub> se alimentati a gas naturale o GPL;
- l'installazione e l'esercizio di gruppi elettrogeni funzionanti di continuo con potenza termica non superiore a 1 MW<sub>t</sub> se alimentati a benzina o gasolio;
- l'installazione e l'esercizio di gruppi elettrogeni funzionanti di continuo, se determinanti inquinamento atmosferico poco significativo ai sensi del D.P.R. 203/1988.

Considerando che si tratta dello stesso tipo di macchine, per di più di taglia più grande, anche in questo caso si evidenzia una differenziazione di trattamento non giustificata.

Per quanto riguarda il funzionamento in parallelo (di qualsiasi tipo) con la Rete pubblica è necessario rispettare i criteri e le disposizioni stabilite dalle direttive emesse dall'Enel e precisamente i documenti DK 5740 e DK 5940, riferendosi quindi agli standard di una società distributrice e non a norme condivise e definite a livello nazionale o comunitario.

### ***Gli aspetti ambientali***

Dal punto di vista ambientale il funzionamento di un cogeneratore si concretizza nell'emissione di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e altri inquinanti tipici della combustione di gas naturale (si considera questo combustibile in quanto soluzione principe per le applicazioni di microcogenerazione).

Rispetto alla generazione separata le emissioni climalteranti tendono a ridursi, purché l'IRE effettivo della macchina risulti positivo, in quanto si ha un miglior uso del combustibile. Il fatto che la microcogenerazione tenda a portare le emissioni in città, in quanto trasferisce nel recinto urbano la generazione elettrica usualmente effettuata nelle grandi centrali che se ne trovano ai margini e che grazie ai camini alti tendono a disperderla su aree piuttosto vaste, non costituisce un particolare problema, visto che i gas serra come la CO<sub>2</sub> non sono velenosi alle concentrazioni atmosferiche. Da questo punto di vista la cogenerazione porta solo vantaggi.

Diverso può essere il discorso degli NO<sub>x</sub> e degli altri prodotti nocivi della combustione, che richiedono, per evitare di aggravare la situazione delle nostre città, di ridurre le emissioni



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

specifiche di queste macchine a valori comparabili con quelli delle caldaie in commercio (per le quali peraltro nessuno controlla alcunché). Tale requisito potrebbe essere meno sentito in contesti urbani non gravati da inquinamento metropolitano ai limiti di tolleranza e tale flessibilità rientra nei poteri delle Regioni.

Rispettare limiti sulle emissioni sempre più stringenti rappresenta dunque una sfida per i produttori di microgeneratori e di sistemi di abbattimento delle emissioni. Al momento lo sviluppo tecnologico ha già messo a disposizione catalizzatori in grado di far rispettare i limiti più severi.

#### Lo studio sul campo del Carbon Trust

Uno studio condotto dal Carbon Trust [21,34] su applicazioni residenziali e commerciali di microgenerazione a partire dal 2004, che ha coinvolto 87 macchine, ha mostrato come per queste taglie risulti essenziale recuperare il calore prodotto e far funzionare in modo regolare la macchina. Dei microgeneratori interessati dal monitoraggio sul campo, effettuato in condizioni reali di funzionamento, 72 sono stati installati in applicazioni domestiche (per lo più Whispergen Mk4 e Mk5) ed i restanti 15 nel settore terziario (in larga parte Baxi Dachs). Ad esse si aggiungono 27 caldaie a condensazione montate presso altre utenze, al fine di effettuare un confronto il più corretto possibile.

I documenti prodotti dall'ente britannico sono particolarmente interessanti, in quanto rappresentano l'unica valutazione approfondita degli effetti in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (e quindi del risparmio in fonti primarie rispetto al fabbisogno energetico) di applicazioni di microgenerazione. E' importante notare che il valore del fattore di emissione considerato non è quello medio del parco, ma quello degli impianti effettivamente sostituiti dai microgeneratori (per lo più impianti di picco). E' comunque stata fatta un'analisi di sensitività per verificare l'andamento delle performance in funzione di tale grandezza.

I principali risultati emersi dallo studio sono sintetizzate di seguito.

- Per assicurare le migliori performance energetiche ed ambientali è necessario che le macchine funzionino il più possibile in modo continuo (almeno un'ora senza interruzioni per le macchine più piccole). Per ottenere questo è necessario scegliere in modo corretto le dimensioni della macchina ed è fondamentale che il sistema di controllo sia studiato in modo da gestirla al meglio.
- Una maggiore efficienza elettrica garantisce migliori prestazioni complessive, purché la produzione termica sia in linea con la domanda dell'utenza e garantisca l'utilizzo completo del calore. Un aumento dell'efficienza elettrica del 3%, secondo gli analisti del Carbon Trust e per il mercato britannico, si tradurrebbe in un raddoppio delle performance ambientali, comunque positive anche per le applicazioni domestiche (in media con una riduzione del 7% valutata rispetto agli impianti sostituiti nel parco centralizzato di generazione).



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- E' fondamentale per i costruttori investire per informare i clienti delle caratteristiche dei microgeneratori (alquanto diverse da quelle di una caldaia) e per creare una rete di manutenzione ed assistenza capillare ed efficiente (il modello classico dell'assistenza centralizzata si è dimostrato poco funzionale). In particolare le installazioni vanno condotte da personale addestrato e qualificato.
- Dal punto di vista economico le applicazioni residenziale nel Regno Unito necessitano di un consistente sostegno statale per risultare economicamente interessanti, anche a causa dell'elevata percentuale di elettricità ceduta alla rete (dovuta all'andamento intermittente del carico, anche con produzioni giornaliere in linea con la domanda) ed alle tariffe di cessione poco interessanti.
- I microgeneratori tendono a produrre prevalentemente nelle ore di picco, con fattori superiori alle applicazioni basate su energie rinnovabili, riuscendo così ad apportare un effettivo beneficio alla rete.
- Per migliorare le prestazioni dei microgeneratori, oltre ad investire nelle loro performance e nella rete di assistenza, è importante progettare interfacce di controllo e monitoraggio più chiare ed intuitive.
- Il rendimento di funzionamento delle caldaie risulta spesso inferiore alle attese, per lo più a causa della mancanza di ottimizzazione sui circuiti di distribuzione del calore, che impediscono la perfetta condensazione. Inoltre sono state riscontrate prestazioni molto differenti in termini di energia elettrica utilizzata per il funzionamento delle pompe di circolazione e degli altri ausiliari elettrici, arrivando in alcuni casi al 15% dell'intera domanda elettrica dell'utente.

La figura 1 [34] mostra come vari la riduzione della CO<sub>2</sub> emessa in funzione del rapporto elettrico-termico considerato, evidenziando i migliori risultati ottenibili da macchine che, a parità di efficienza termica, presentino maggiori rendimenti elettrici. Da notare a tale proposito che i motori Stirling Whispergen, con il loro rapporto 1:10, hanno comunque permesso di ottenere risultati positivi.

Gli intervalli misurati di emissioni in funzione delle applicazioni considerate è illustrato nelle figure 2 e 3, che si distinguono per il diverso valore del fattore di emissione del parco elettrico.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

*Theoretical carbon savings for different power-to-heat ratios*

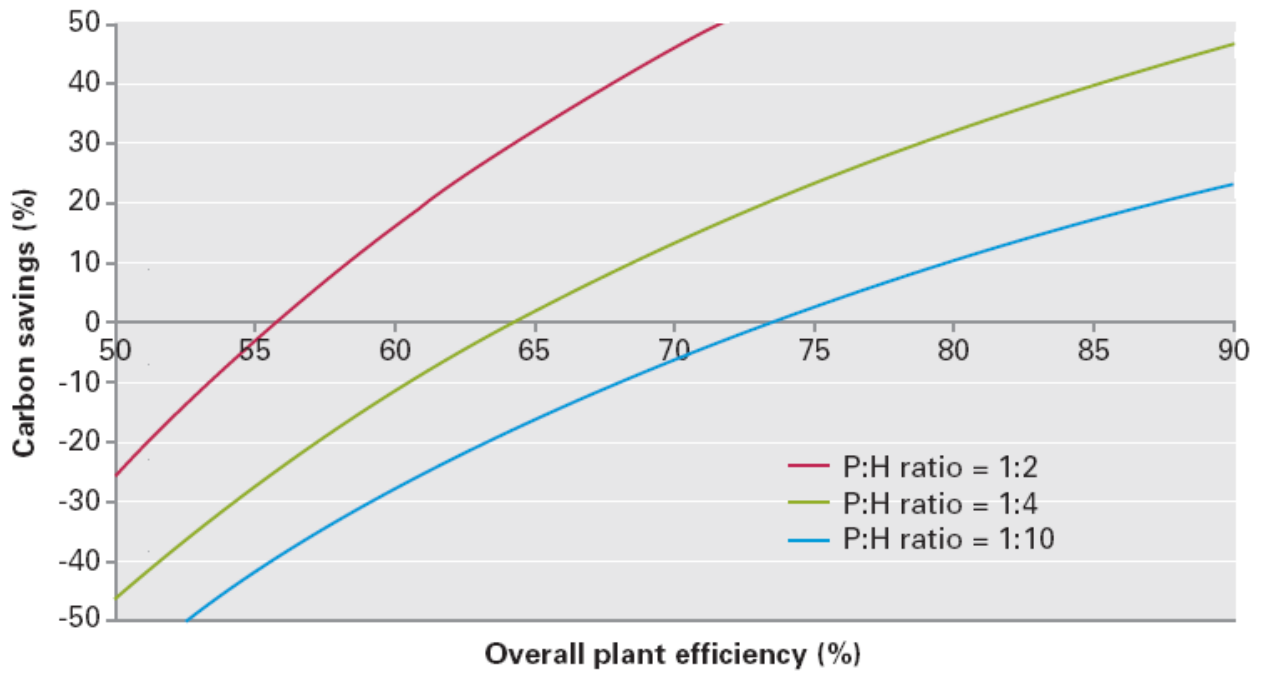


fig.1

*Range of carbon savings expected for domestic and commercial Micro-CHP (relative to a typical A-rated condensing system boiler and based on carbon emissions factor of 0.568kgCO<sub>2</sub>/kWh for displaced electricity)*

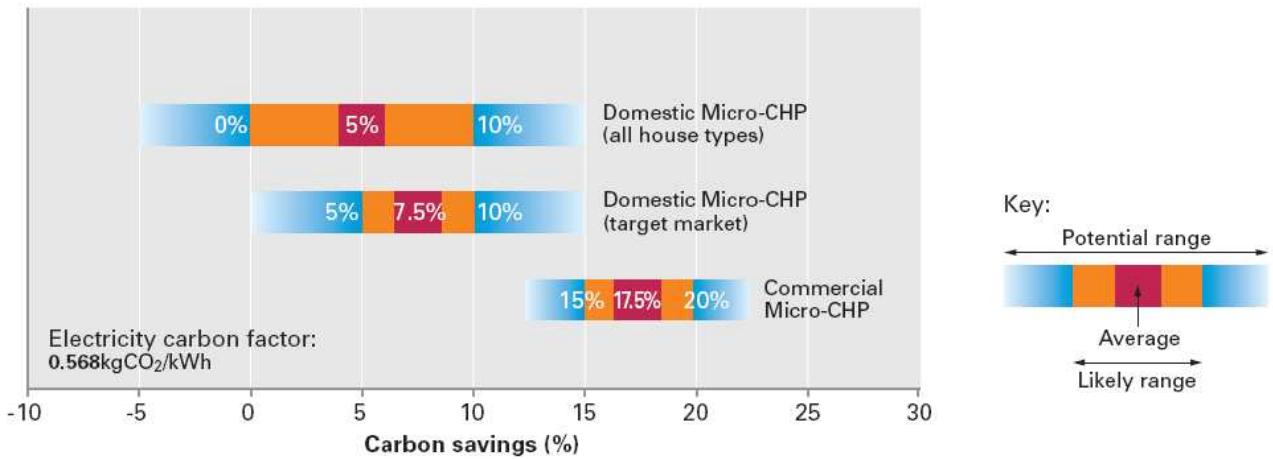


fig. 2



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Range of carbon savings expected for domestic and commercial Micro-CHP  
(based on carbon emissions factor of 0.43kgCO<sub>2</sub>/kWh for displaced electricity)

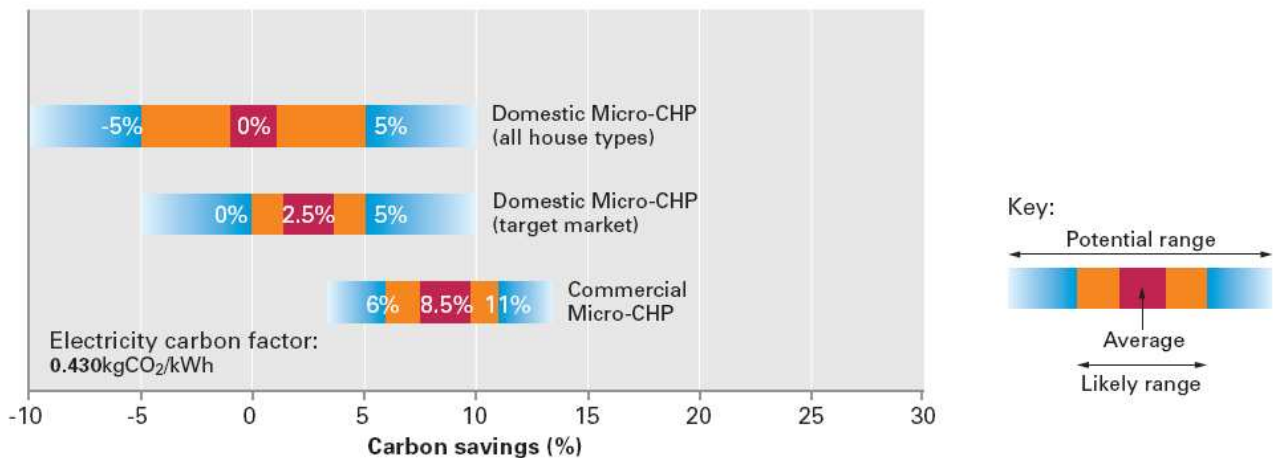


fig. 3

### La valutazione dei costi sociali

In termini di costi sociali è difficile fare delle valutazioni, in quanto mancano studi di settore. Si può affermare che un microgeneratore correttamente dimensionato ed esercito non può che portare ad un miglioramento delle condizioni rispetto alla generazione separata.

Secondo quanto riportato nei rapporti Externe l'analisi di un impianto di cogenerazione industriale di grande taglia per l'Italia, confrontato con altre realtà, risulta nella migliore posizione, come dimostrano le figure seguenti, che riportano il costi sociali complessivi (i dati sono in ECU/MWhe e ECU/GJ; il tasso di cambio rispetto alla lira italiana era sostanzialmente uguale nel 1998 rispetto all'Euro: 1940,78 £/ECU contro 1936,27 £/€) [22]. Nel caso di applicazioni di taglia micro i risultati sarebbero evidentemente meno lusinghieri, ma la loro quantificazione richiederebbe uno studio ad hoc.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

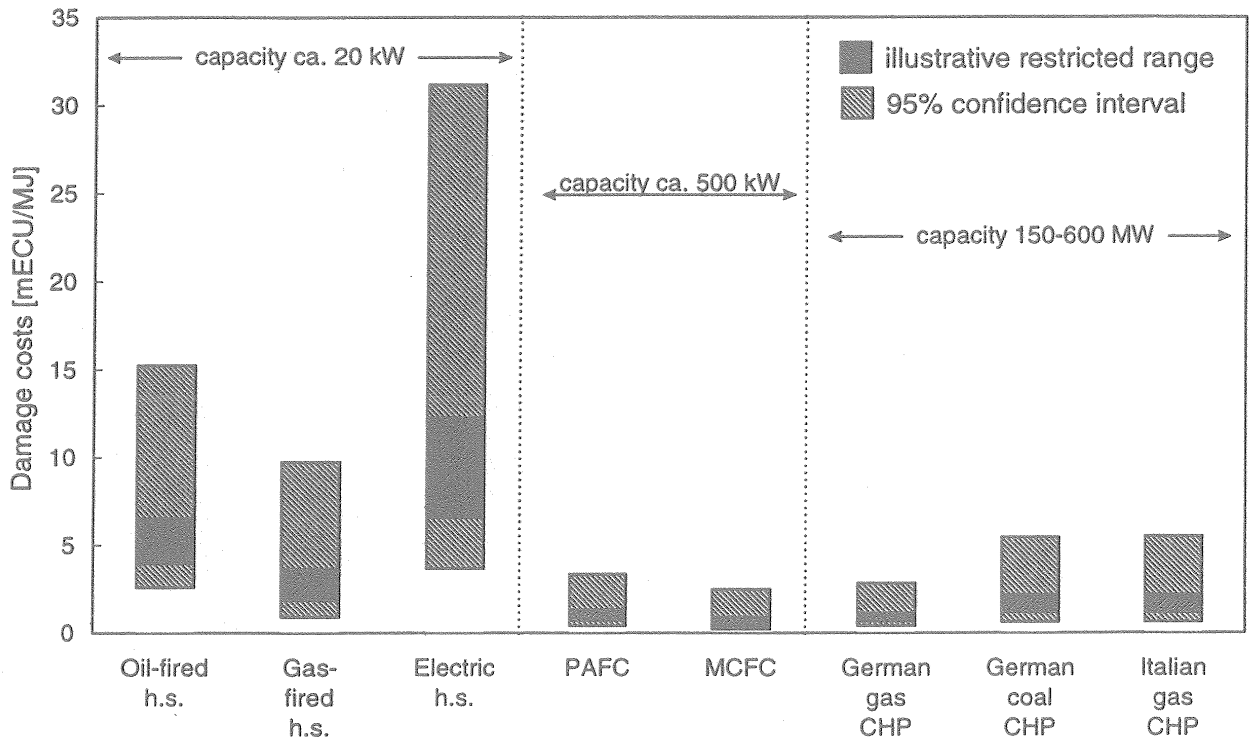


fig.4

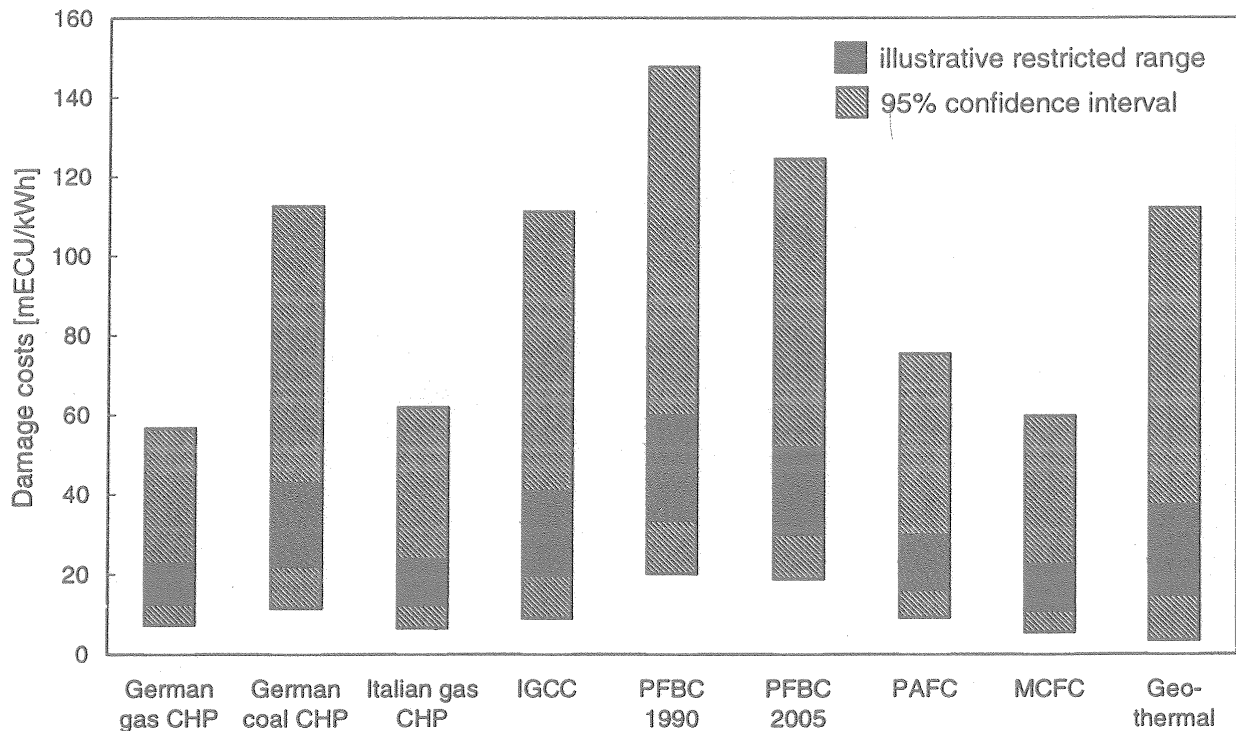


fig.5

Sarebbe opportuna una campagna pilota di installazione e monitoraggio di applicazioni di microgenerazione in un contesto urbano per valutare le prestazioni in termini di emissioni e le conseguenti ricadute sociali.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### ***Il mercato in Italia***

I primi esemplari di microgeneratori [5] comparvero in Europa verso la fine degli anni Settanta, a seguito della seconda crisi petrolifera; essi erano rappresentati in larga parte da motori alternativi a combustione interna alimentati a gas naturale, a dimostrazione dell'impegno di alcune case automobilistiche nel settore della cogenerazione diffusa nei settori residenziale e terziario.

In Italia in particolare 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.

Tale microgeneratore presentava dimensioni molto compatte, aveva marmitta catalitica ed era equipaggiato con un computer per la gestione del funzionamento.

L'idea era di avere un sistema compatto, da vendere ai condomini dei centri urbani, con manutenzione programmata frequente, ma facile, e da installare in parallelo alla rete e alla caldaia condominiale.

I monopoli dell'energia elettrica e del gas impedirono il successo del "Totem" presso le utenze condominiali, il primo per ragioni che tuttora impediscono la diffusione della microgenerazione presso i condomini, il secondo in quanto 'concentrato' nel passaggio dal vecchio impianto centralizzato a gasolio alla caldaia monofamiliare.

Sicché il "Totem" riscontrò maggiore successo al di fuori dei confini italiani, con più di 2.000 installazioni in un periodo di 5-6 anni in Europa per settori quali l'alberghiero, l'impiantistico sportivo, il settore della piccola industria, etc.

L'unica affermazione che tale macchina ebbe in Italia fu grazie alla municipalizzata di Vicenza (impresa multiservizi con elettricità, gas, trasporti urbani, acqua, depurazione): essa individuò dieci suoi clienti con consumi regolati di calore, tali da far prevedere un esercizio per 4.000÷5.000 ore/anno, e installò a sua cura e carico presso di loro 31 "Totem" per un totale di 465 kW<sub>e</sub>; lo schema di base prevedeva che il calore venisse venduto ai clienti, mentre l'elettricità fosse immessa nella propria rete. Alcuni impianti sono ancora in esercizio, grazie ad un'accorta manutenzione; il fattore di carico medio è stato di circa 5.250 ore/anno, con un risparmio energetico valutato al 35% circa.

Allo stato attuale sono poche le installazioni di microgeneratori in Italia, sia per il complesso iter autorizzativo sia per le barriere di carattere normativo che ne impediscono la diffusione.

Da citare [6] sono le 46 unità "Tandem" installate, della società Energianova di Torino, i cui dati di targa sono riportati nella tabella seguente per i due differenti modelli:



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Modelli TANDEM	T.20.A	T.20.S	T.20.AS
Campo di Servizio	In parallelo con rete pubblica	in isola	in emergenza/ isola <input type="checkbox"/> in parallelo con rete pubblica
Potenza elettrica max.	20 kW		
Potenza termica max.	44 kW		
Alimentazione	Gas (metano / GPL / biogas)		
Motore endotermico	FIAT FIRE 1200 cc 8 valvole		
Regime di rotazione	3000 giri / minuto nominali		
Generatore	Asincrono trifase	Sincrono trifase	
Tensione/ frequenza	400 V / 50 Hz		
Emissione acustiche	< 70 dB(A) ad 1 metro in area libera (versione standard)		
Dimensioni	1600 x 750 x ore 1350 mm	2200 x 750 x ore 1350 mm	
Massa	500 kg	600 kg	750 kg

Modelli TANDEM	T.50.A	T.50.S
Campo di Servizio	In parallelo con rete pubblica	In isola
Potenza elettrica max.	50 kW	
Potenza termica max.	85 kW	
Alimentazione	Gas (metano / GPL / biogas)	
Motore endotermico	IVECO 2800 cc 8 valvole sovralimentato	
Regime di rotazione	3000 giri / minuto nominali	
Generatore	Asincrono trifase	Sincrono trifase
Tensione/ frequenza	400 V / 50 Hz	
Emissione acustiche	< 70 dB(A) ad 1 metro in area libera (versione standard)	
Dimensioni	2110 x 950 x ore 1800 mm	
Massa	1450 kg	

I componenti principali della macchina sono il motore FIAT FIRE 1.200 8V, modificato rispetto alla versione automobilistica nei circuiti di raffreddamento e lubrificazione, il generatore elettrico, lo scambiatore di calore a 4 fluidi, comprendente un circuito di scambio primario e uno secondario, e il sistema elettronico di controllo.

Gli impianti sono installati in piscine, alberghi, case di riposo, uffici bancari, aziende agricole, etc. Altre applicazioni di microgenerazione [6] sul territorio italiano sono rappresentate dal modello di microturbina Capstone C30, presso edifici destinati ad uffici nel comune di Tortona, dai modelli di



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

motori a combustione interna della Buderus, di potenza elettrica nominale pari a 43 kW (Hotel Giotto, Assisi – Prosciuttificio Valtiberina, Perugia) e dalle unità Senertec della DACHS [7], di cui si contano una ventina di applicazioni in tutta Italia.

Considerati i numeri in gioco si può dire che al momento il mercato dell'installato annuo per la microgenerazione è trascurabile. Queste prime applicazioni sono però interessanti, in quanto possono dare utili indicazioni sugli aspetti tecnologici e di regolazione e gestione di queste macchine, eventualmente traendo spunto dallo studio del Carbon Trust britannico [34]. Il fatto che si sia perso per strada il Decreto del Ministero dell'Ambiente sui progetti pilota di minicogenerazione (D.M. 3 novembre 2004), che non ha visto l'emanazione del bando collegato, rappresenta sicuramente un'occasione persa.

Fa comunque ben sperare l'accordo stipulato nel 2007 fra Merloni Termosanitari (MTS Group), Bosch Thermotechnik, Enatec e Rinnai per lo sviluppo di un nuovo microgeneratore Stirling basato sulla tecnologia a pistone libero di Infinia. I firmatari dell'accordo hanno dichiarato di voler testare le nuove macchine in un ampio progetto pilota, che prevede l'installazione di 1.000 esemplari fra il 2008 e il 2010.

Per completezza e come confronto, si riporta una tabella riassuntiva dei dati sul venduto annuo forniti da Cogena [36], la principale associazione di aziende che si occupano di cogenerazione in Italia. I dati si riferiscono a motori alternativi, ossia alla tipologia più diffusa per taglie inferiori al MW<sub>e</sub>. Per agevolare la lettura dei dati può essere utile considerare che varie dichiarazioni di operatori di settore concordano nel confermare che il 2007 è stato un ottimo anno, che ha portato per molti ad un raddoppio delle unità vendute, confermando la tendenza positiva del 2006.

Taglia kW <sub>e</sub>	Unità vendute da associati Cogena				
	2002	2003	2004	2005	2006
< 500	58	41	55	75	114
501-1.000	48	61	42	54	66
Totale	106	102	97	129	180

### ***La situazione in altri paesi***

La microgenerazione ha una più o meno scarsa considerazione nel mondo fatta eccezione per alcuni Paesi del Nord Europa e per il Giappone, per il quale una molteplicità di fattori ha permesso la diffusione, già a partire della metà degli anni '90, di numerosi cogeneratori.

La situazione in Europa è profondamente diversa da Paese a Paese, e la sensibilità dei vari governi (e delle rispettive popolazioni) alla microgenerazione e alla riduzione dei consumi si è concretizzata o si sta concretizzando, in modo efficace, per Germania, Inghilterra, Olanda e Belgio, mentre latita in altri Paesi, tra cui l'Italia, per la quale, come si è visto, barriere culturali, burocratiche, legislative, normative, non permettono (o non hanno permesso – progetto Totem) lo sviluppo della microgenerazione, specie nel settore residenziale.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Il Paese di frontiera in tema di microgenerazione, in cui si assiste ad un'accanita concorrenza tra distributori di gas e di energia elettrica, per accaparrarsi grosse fette di mercato, specie nei settori del terziario e residenziale-domestico, è il Giappone.

In assenza di risorse interne di gas naturale, sono stati realizzati un numero elevato di rigassificatori (30% delle unità mondiali) e si è incentivata fortemente, già a partire dagli anni '80, la promozione della cogenerazione, e in modo particolare la microgenerazione. In una situazione di tariffazione elettrica elevata, lo sviluppo tecnologico è stato incentrato sull'utilizzo di motori alternativi a gas per svariate applicazioni (riscaldamento, raffrescamento, etc), e l'evoluzione di questa tipologia ha portato alla creazione di macchine compatte e molto efficienti, per le quali il Giappone gode oggi di assoluto primato.

Grazie ai contributi statali, alle tariffe del gas agevolate e ad un servizio di manutenzione ad hoc, i distributori di gas hanno promosso diverse iniziative di risparmio energetico, e la macchina simbolo, per dimensioni, affidabilità e numero di unità vendute, è stato il motore Ecowill da 1kW<sub>e</sub>: di esso si contano nel triennio 2003-2006 circa 30.000 unità vendute.

Un'altra iniziativa degna di nota riguarda l'accordo tra un'azienda produttrice di motori Stirling neozelandese, la Wishpergen, e la seconda compagnia elettrica inglese, la E.ON-UK.

Tale accordo prevede la diffusione di 80.000 unità da 800 W in 5 anni, con l'intento di favorire la penetrazione di questi microgeneratori nel Regno Unito, anche se un certo numero di installazioni al di sotto dei 50 kW<sub>e</sub>, tra cui modelli di microturbine della Capstone da 30 kW<sub>e</sub> e motori alternativi a gas della Senertec, vanno tenute in considerazione.

A proposito della Senertec, azienda tedesca produttrice di un modello da 5,5 kW<sub>e</sub> a gas naturale, dati di mercato parlano di 13.000 unità vendute, la maggior parte per applicazioni in Germania e nel Nord Europa, in cui, oltre alla spiccata sensibilità in materia di efficienza energetica, che ha portato a promuovere varie soluzioni, va sommata la richiesta di riscaldamento maggiore rispetto a Paesi come l'Italia, e quindi uno sfruttamento maggiore del microgeneratore.

Dal punto di vista delle agevolazioni fiscali e degli incentivi a favore della diffusione della microgenerazione, i Governi di alcuni Paesi si sono dimostrati particolarmente attenti e, in modalità diverse e nel corretto recepimento della Direttiva 2004/8/CE, hanno intrapreso le seguenti iniziative:

- introduzione di benefici per la valorizzazione dell'energia elettrica cogenerata, intesa come componente aggiuntivo di premio nella struttura del prezzo dell'energia elettrica (e.g. German Cogeneration Act, 2002, Germania - National Energy Plan, 2004, Slovenia);
- riduzione o eliminazione della tassazione relativa alle emissioni di CO<sub>2</sub>, come in Germania e Slovenia;



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- svincolo di impianti anche piuttosto importanti dall'obbligo di licenza di officina elettrica (e.g. Regno Unito, obbligo di "officina" elettrica a partire da potenze maggiori di 2,5 MW<sub>e</sub>, Slovenia potenze maggiori di 1 MW<sub>e</sub>);
- copertura dei costi di investimento iniziale, anche oltre il 50% (Belgio), oppure contributo per studi di fattibilità finanziati interamente dal governo;
- meccanismo dei certificati 'verdi' (Belgio).



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

## PARTE II

### POTENZIALE TECNICO DELLA MICROCOGENERAZIONE NEI SETTORI DI INTERESSE

#### **Introduzione**

La cogenerazione è definita come la produzione dallo stesso combustibile sia di energia meccanica e/o elettrica, sia di energia termica, ad uso dei consumatori finali. Per valutare il potenziale di sviluppo delle applicazioni di microcogenerazione, ossia di impianti con potenze elettriche inferiori a 50 kW<sub>e</sub>, è necessario ragionare in termini di potenziale tecnico, economico e di mercato.

Il potenziale di mercato è rappresentato dalla capacità del tessuto produttivo e della rete di manutenzione e vendita di garantire i numeri attesi di installazioni nel mercato. I risultati ottenuti in Giappone e Germania testimoniano che non esistono barriere generiche nel raggiungere quantità nell'ordine delle decine di migliaia. Al momento in Italia si è comunque carenti sotto tutti i punti di vista, come testimoniano le difficoltà degli operatori di settore di stare dietro alla crescita della richiesta riscontrata nell'ultimo anno. Se si vorrà creare un mercato solido e forte sarà dunque necessario investire nella formazione di personale e nella strutturazione delle realtà produttive (aspetti che almeno alcuni operatori risultano aver compreso proprio di recente e essere in procinto di affrontare).

Il potenziale tecnico esprime il mercato teoricamente appetibile per applicazioni di microcogenerazione tenendo conto delle caratteristiche della domanda di energia elettrica e termica degli utenti, di quelle delle macchine in esame e della rete di distribuzione, e delle leggi e delle normative in vigore. Il peso della legislazione risulta determinante e può distorcere anche profondamente la fattibilità puramente tecnica. Sebbene sia possibile separare il contributo della normativa da quello ingegneristico, risulta più credibile considerarli insieme. Ciò comporta, ad esempio, che ci si sia concentrati sulle applicazioni unifamigliari (villette), piuttosto che sui condomini, penalizzati dalle attuali regole.

Il potenziale economico, anch'esso considerato nella valutazione tecnica del potenziale della microcogenerazione, dipende dalla capacità delle macchine disponibili sul mercato di tradursi in investimenti interessanti. Gli indicatori che attestano la validità delle scelte da tale punto di vista (VAN, TIR, TRA, etc) sono legati ai prezzi dei combustibili usati e dell'elettricità, oltreché ai costi dei cogeneratori ed alla relativa manutenzione.

Nel caso della microcogenerazione le fonti primarie di interesse sono principalmente:

- gas naturale, gasolio e oli vegetali se si utilizza per la trasformazione un motore a combustione interna (ciclo Otto, Diesel e microturbina);
- gas naturale o alcool con celle a combustibile;



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- gas naturale, biomasse o solare per motori Stirling;
- solare nel caso di utilizzo di celle fotovoltaiche a concentrazione.

L'ultima voce fa riferimento ad applicazioni di recente introduzione sul mercato, in grado di produrre elettricità e calore con un vincolo preciso: la richiesta temporale del calore deve coincidere con la generazione fotovoltaica (a meno delle elasticità consentite dai sistemi di accumulo). Ciò comporta dei vincoli che limitano al momento la possibilità di ricorrere a questi sistemi.

Dal momento che, allo stato attuale, le altre applicazioni disponibili commercialmente fanno sostanzialmente uso di gas naturale, è su tale vettore che si basa la convenienza della microgenerazione. Nella valutazione del potenziale tecnico si è tenuto conto dei prezzi in vigore nell'ultimo trimestre del 2007 sia per il gas, sia per l'elettricità. Si è inoltre supposto che i costi elevati dei microgeneratori in parte si riducano, in parte siano compensati dall'introduzione delle nuove regole previste dal D.Lgs. 20/2007 per i titoli di efficienza energetica e dallo scambio sul posto (anche esso in fase di definizione ad inizio 2008). Ciò risulta realistico ed in linea con le intenzioni espresse pubblicamente dai ministeri competenti, MSE e MATTM, negli ultimi anni, e consente di concentrarsi su altri aspetti.

Dal punto di vista squisitamente tecnico, la generazione di più vettori finali (elettricità, energia meccanica, calore, freddo) dallo stesso combustibile richiede che, almeno in prima analisi, il tutto avvenga nello stesso momento e nello stesso luogo.

Per ragioni energetiche ed economiche non è però sufficiente che i vettori siano generati, ma occorre che essi siano anche utilizzati. A tal fine può essere necessario superare sia l'unicità del luogo, consentendo di immettere e valorizzare al meglio elettricità, calore o freddo prodotti in una specifica rete di collegamento con altre utenze, sia la contemporaneità, ricorrendo all'accumulo di energia.

Il superamento del vincolo temporale per gli impianti di microgenerazione è dato dall'accesso al meccanismo di scambio sul posto, ossia dalla possibilità di immettere in rete tutta l'elettricità prodotta in qualsiasi momento, e prelevarla secondo le necessità del caso, pagando l'utilizzo della rete e il saldo per fasce. I dettagli del meccanismo non sono ancora definibili alla data di scrittura del presente documento, né è chiaro se lo scambio avverrà in termini fisici o di saldo economico. Non è ancora definito, anche se sembra altamente probabile, se debba essere rispettata la stessa localizzazione topografica dei due contatori elettrici posti tra il titolare della macchina e la rete. Di seguito si ipotizza che la delibera dell'Autorità che definirà le regole in questo ambito sarà comunque tale da creare le effettive condizioni per il conveniente utilizzo di tale dispositivo, senza però considerare la possibilità di ritirare l'energia immessa in rete in siti differenti da quello di produzione.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Su queste basi il titolare della licenza di officina di un impianto di microcogenerazione non deve più preoccuparsi della congruenza temporale fra il diagramma di generazione elettrica del suo impianto ed il diagramma di assorbimento dalla rete. Tutto questo almeno nei limiti dei fabbisogni del proprio consumo elettrico. La possibilità di vendere l'eventuale surplus alla rete aumenta la flessibilità teorica di utilizzo dell'impianto, anche se le condizioni economiche meno favorevoli dovrebbero contenere tale eventualità.

Rimane in ogni caso l'interesse a cercare di generare elettricità (cioè ad avere il sistema funzionante) nelle ore appartenenti alle fasce tariffare più elevate. Da questo punto di vista potrebbe risultare conveniente, per alcune macchine, utilizzare l'eccedenza di elettricità generata nelle ore a tariffa bassa, per autoprodurre calore con pompe di calore o per effetto Joule, considerato anche i vantaggi fiscali sulle accise dei combustibili fossili.

I problemi si concentrano così quasi completamente dalla parte del calore: è possibile utilizzarlo facendo funzionare l'impianto per un numero di ore l'anno abbastanza alto da generare ricavi sufficienti a garantire un buon investimento?

L'analisi del potenziale tecnico dei vari settori considerati in questo studio riporta dunque:

- 1) se il settore è, dal punto di vista delle tecniche attuali, potenzialmente adatto alla cogenerazione;
- 2) quali possibili interventi tecnologici o normative possono aumentare questa potenzialità;
- 3) una stima delle taglie tipicamente più adatte alle varie utenze;
- 4) una stima delle potenzialità di penetrazione della cogenerazione da un punto di vista esclusivamente tecnico;
- 5) l'individuazione delle barriere tecniche da superare.

Dall'analisi effettuata risulta comunque che il raggiungimento di un mercato nell'ordine delle migliaia di applicazioni annue è possibile nel giro di qualche anno con le modifiche attese della legislazione, purché si intervenga per ridurre la burocrazia ed il potere decisionale degli uffici provinciali preposti al rilascio delle autorizzazioni e purché i produttori siano in grado di rispondere alle richieste locali sui limiti di emissione a costi accettabili. In termini di potenza installata si tratta ovviamente di numeri piccoli rispetto alla piccola cogenerazione ed alle applicazioni di taglia superiore al MW<sub>e</sub>, che potrebbero attestarsi intorno al 5-10% in una prima fase (ammesso che il mercato si avvii, altrimenti sarà difficile superare il 2%), per crescere in seguito.

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

Data l'importanza strategica di questo settore, in conseguenza dei numeri in gioco e dell'entità del mercato potenziale (13 milioni di edifici, di cui 1,9 milioni per usi non abitativi ed 11,1 milioni per usi abitativi, corrispondenti a circa 27 milioni di abitazioni, di cui 22 milioni riscaldate ed abitate stabilmente, e circa 950.000 condomini), esso sarà studiato con particolare attenzione.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Relativamente all'utilizzo del calore, che si è detto essere la criticità fondamentale, 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 nominale. Ciò dipende anche dal basso costo di acquisto ed installazione delle caldaie.

Il basso fattore di carico, sebbene in misura minore, caratterizza anche i consumi elettrici.

Per analizzare le relazioni fra microgeneratori ed utenze si considera una tipica residenza monofamiliare allacciata alla rete elettrica per  $3 \text{ kW}_e$  e dotata di una caldaia dimensionata per la produzione istantanea dell'acqua calda sanitaria pari a  $24 \text{ kW}_t$ .

Una tale utenza tipicamente consuma  $4.000 \text{ kWh}_e$  e circa  $1.500 \text{ m}^3$  di gas, cui corrispondono nell'anno impieghi equivalenti a pieno carico di circa 1.330 ore per l'elettricità e di circa 460 ore per la caldaia, rispetto alle 8.760 dell'anno.

Usualmente la scelta della microgenerazione 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. In linea generale gli impianti dovrebbero funzionare per periodi a pieno carico di almeno due o tre ore.

Accumuli più grandi portano a un aumento potenziale delle ore di esercizio a pieno carico, sempre nei limiti dei consumi globali giornalieri. Non è invece pensabile, salvo situazioni particolari, accumulare calore da una stagione all'altra. Il principale ostacolo all'installazione di un accumulatore, specie per utenze esistenti, è costituito dall'ingombro.

Conseguentemente a quanto accennato, nell'analizzare le varie categorie di utenze si dovrà valutare non tanto l'entità assoluta dei consumi termici, quanto la regolarità degli stessi, nel corso dell'anno e della giornata tipo nelle varie stagioni.

#### Diagrammi di carico termico nel settore residenziale: analisi qualitativa

Il caso del singolo appartamento o dell'abitazione monofamiliare viene analizzato prima per gli aspetti qualitativi, poi per quelli quantitativi.

Gli utilizzi di calore 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  $20 \div 22 \text{ }^\circ\text{C}$ ) e l'esterno, per compensare sia le dispersioni di calore per trasmissione, sia quelle dovute al ricambio d'aria.

In Italia il periodo d'accensione degli impianti dura circa 6 mesi al Nord (da metà ottobre a metà aprile), circa 5 mesi al Centro, dai primi di novembre ai primi di aprile, e circa 4 mesi al Sud, dai primi di novembre ai primi di marzo.

La distribuzione del consumo (non del fabbisogno) dipende dalla qualità della regolazione; in un appartamento singolo con caldaia autonoma seguirà il clima (fig.1), in un condominio senza



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

centralina esterna o con sola regolazione centralizzata sarà invece piuttosto piatto, con apertura delle finestre nei giorni più caldi della media (fig.2).

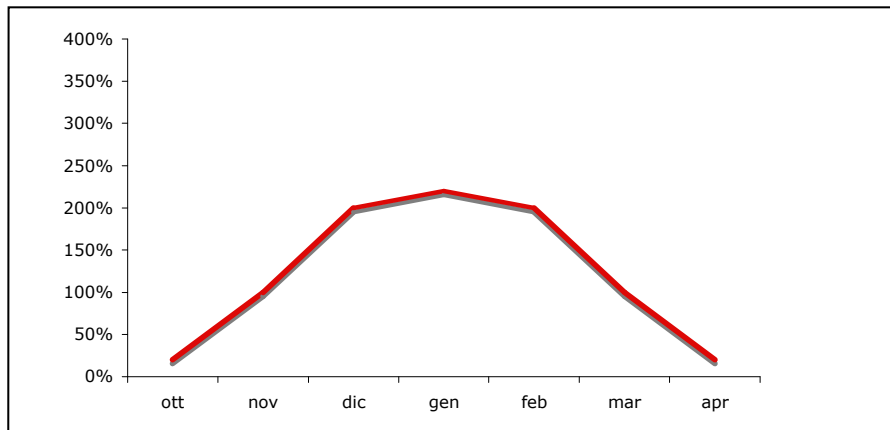


fig.1

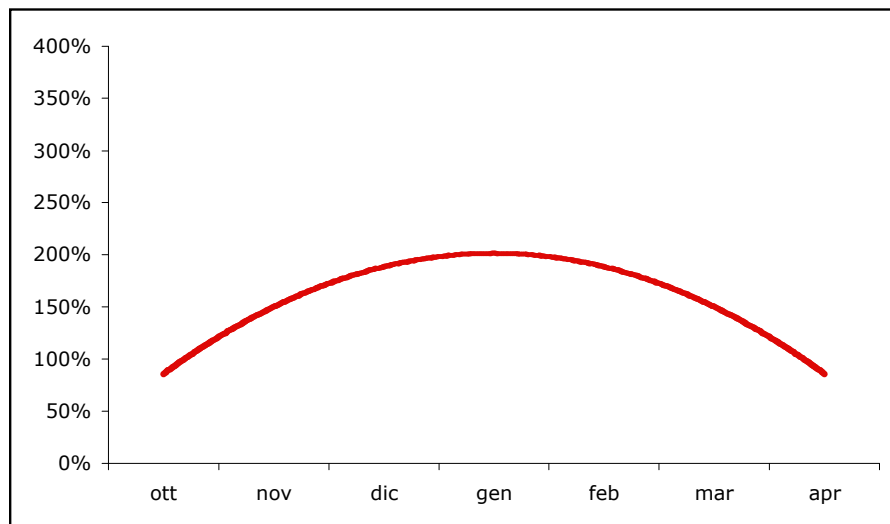


fig.2

La modulazione del consumo nel corso delle varie ore della giornata sarà ugualmente diverso nei due casi.

Con la 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 mattino alle 6.30 e poi un paio di ore la sera (fig.3), mentre l'abitazione senza controllo individuale avrà un'accensione continua nel periodo contrattuale, tipicamente dalle 6.00 alle 22.00. (fig.4)



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

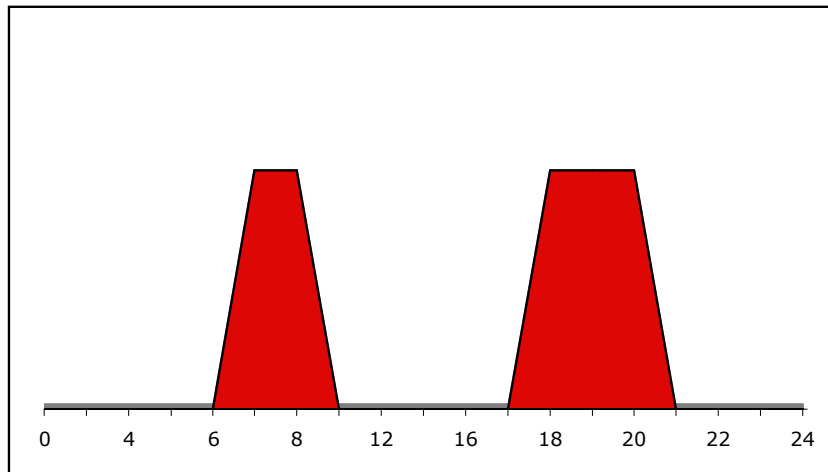


fig.3

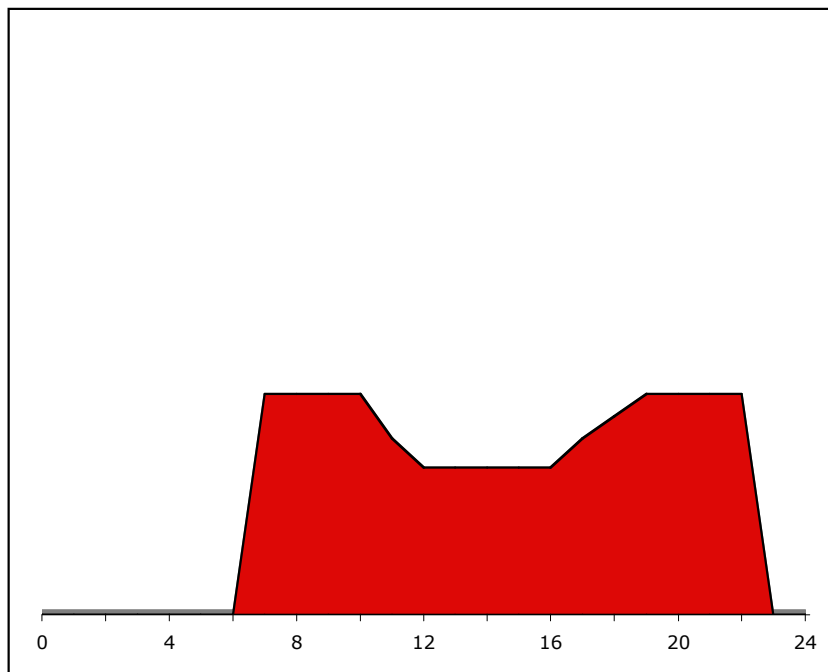


fig.4

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 (fig.5)



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

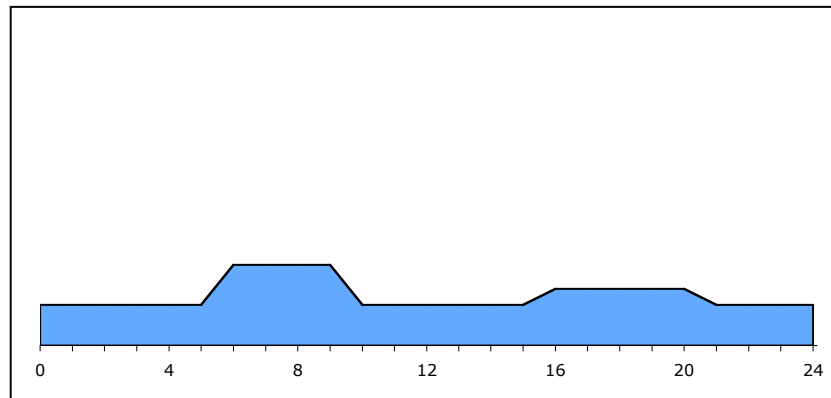


fig.5

I consumi di acqua sanitaria dipendono dall'età e dalle abitudini dei residenti: essi sono concentrati nei momenti di lavaggio dei piatti, al risveglio e al ritorno dal lavoro (fig.6). Alla domanda di calore collegata si provvede o con la caldaia a produzione istantanea o con prelievo dall'accumulo dello scaldabagno elettrico.

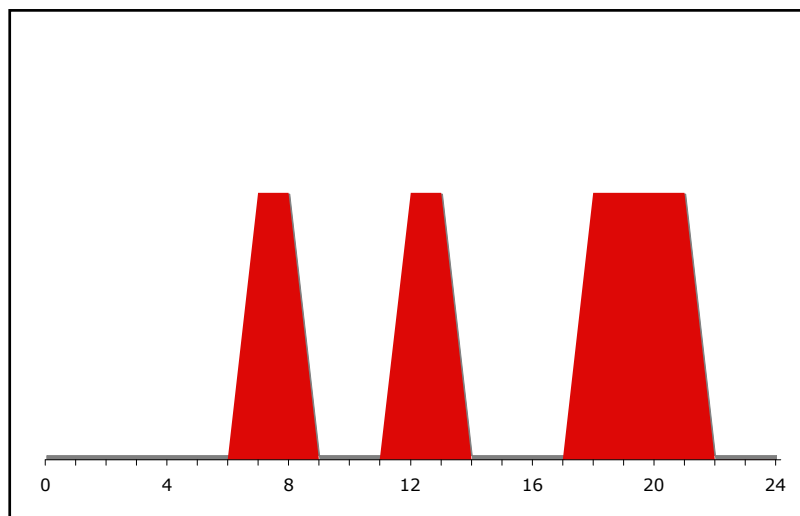


fig.6

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

Si propone una configurazione del sistema di cogenerazione per applicazione monofamiliare basata su una macchina capace di coprire il carico di riscaldamento e acqua calda nei giorni di 'mezza stagione' di bassa richiesta (fig.7) e operante con continuità 24 ore nel periodo invernale, supportato da una caldaia di integrazione (fig.8). Nel periodo estivo l'acqua calda sanitaria sarà prodotta dall'impianto di cogenerazione operante nelle ore di fascia elettrica alta, grazie ad un serbatoio ad accumulo di almeno 150÷200 litri, come per gli impianti solari termici (fig.9)



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

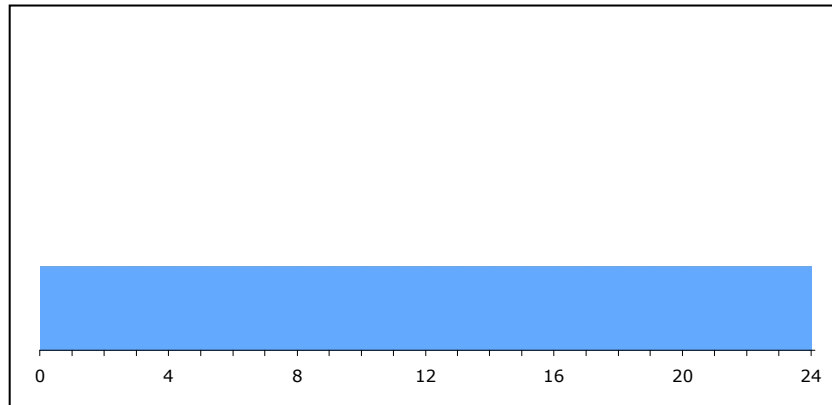


fig.7

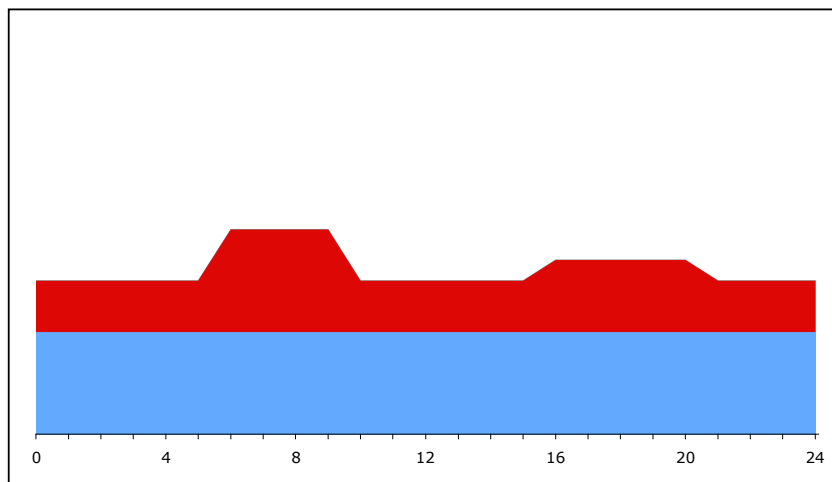


fig.8

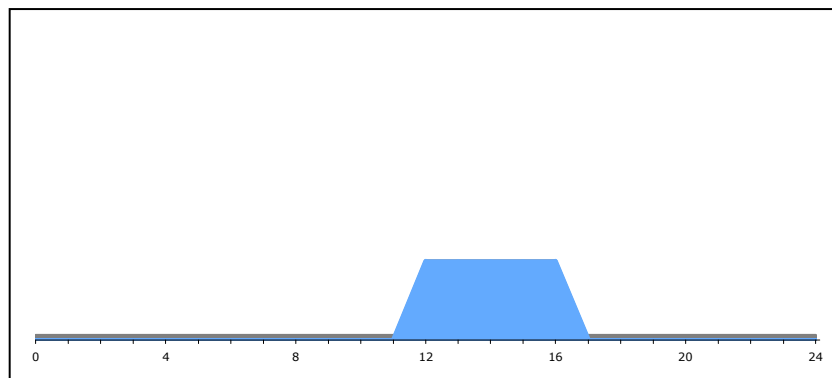


fig.9



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

In questo modo l'impianto di cogenerazione potrebbe operare nel Nord 4.300 ore d'inverno (180 gg x 24h = 4.300h) e altre 450 ore (180 gg x 2,5h = 450) d'estate, per un totale di circa 4.700 ore. Al Sud opererebbe per 2.880 ore d'inverno (120 gg x 24h = 2.880h) ed altre 600 ore d'estate (240 gg x 2,5h = 600h) per un totale di circa 3.500 ore.

Nel Sud si potrebbe ipotizzare un assorbitore per produzione di freddo, ma al momento non sono disponibili macchine per piccolissime potenze a costi competitivi.

### Diagrammi di carico termico nel settore residenziale: analisi quantitativa

Il settore residenziale è ancora del tutto privo di impianti di microcogenerazione. Per valutare le possibilità di penetrare tale mercato non è conveniente riferirsi ai dati medi, ma è opportuno segmentare il mercato in porzioni, selezionando per l'analisi insieme già caratterizzati da un numero elevato di elementi, aventi però condizioni di diagramma di carico termico favorevole.

Si è visto dall'analisi qualitativa che è molto importante la presenza di consumi regolari di acqua sanitaria.

In generale esistono due macro-tipologie di utenze: condomini e villette. I condomini sono circa 950.000 mila [35], dunque la maggior parte delle abitazioni risulta costituita villette mono e bifamiliari (circa 10 milioni).

Nel primo caso si hanno prelievi di energia elettrica e calore meno piccati, grazie all'omogeneizzazione dovuta alla diversa occupazione ed al diverso utilizzo delle carichi nei singoli appartamenti.

Per quanto riguarda il carico termico è possibile avvalersi in prima istanza dei profili di prelievo suggeriti nella proposta di norma CTI "Misurazione ex-ante delle prestazioni energetiche" per macchine di piccola e microcogenerazione [20]. Di seguito si riportano i tre profili proposti.

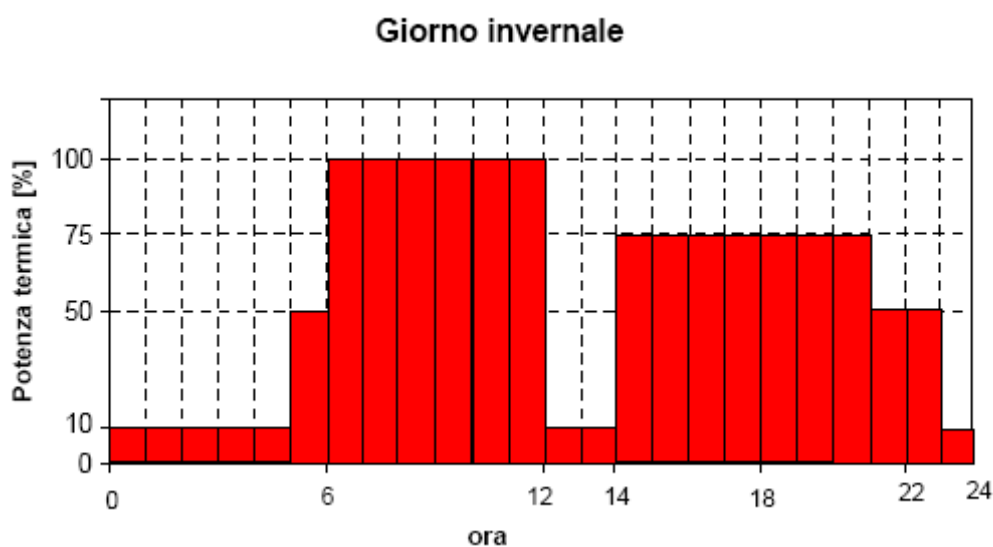


fig.10



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### Giorno di mezza stagione

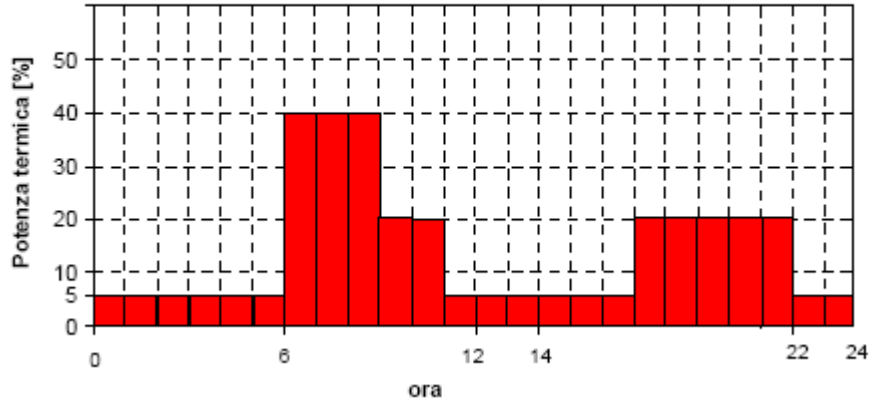


fig.11

### Giorno estivo

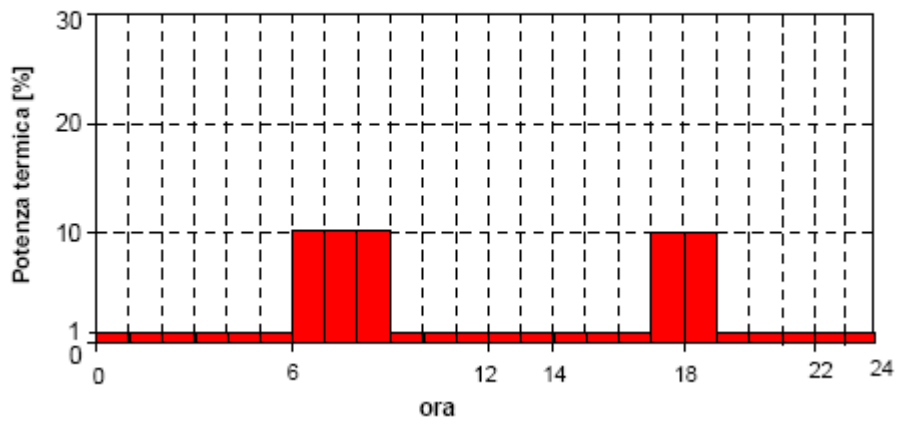


fig.12



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### Giorno estivo, carico frigorifero

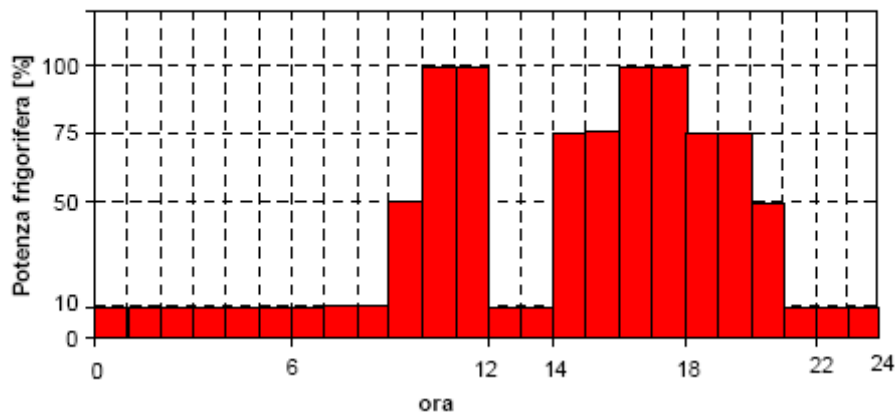


fig.12bis

A partire dai diagrammi indicati si potrebbe valutare la possibilità di utilizzo di un cogeneratore, che appare chiaramente necessitare di un accumulo termico, salvo il caso di voler coprire solo una parte molto limitata del carico (5-10%). A tale vantaggio si contrappongono alcune barriere che renderanno comunque difficile la diffusione della cogenerazione su larga scala:

- necessità di spazi per l'installazione del cogeneratore, comprensivo dei dispositivi di smorzamento di vibrazioni e rumore, e dell'accumulo (che si andranno ad aggiungere alla caldaia), fattore ancora più critico in assenza di riscaldamento centralizzato;
- passaggio di ogni decisione attraverso la delibera dell'Assemblea Condominiale;
- impossibilità al momento di ridistribuire l'energia elettrica generata ai singoli appartamenti senza passare per la rete (risolvibile nell'ambito del ripensamento in corso sul tema delle reti interne d'utenza);
- complessità gestionale che esclude le ditte tradizionali dal business.

Dal momento che si tratta di problematiche importanti e che il loro superamento richiederà una decisa presa di posizione del legislatore, si ritiene più utile analizzare il caso delle villette. In questo caso il problema è prevalentemente tecnico: le macchine di piccolissima taglia (0,5-3 kW<sub>e</sub>) presentano un rapporto elettricità-calore compreso fra 1:3 e 1:10, 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.

Si analizzano le condizioni delle abitazioni che rientrano nel seguente spettro di parametri, che si può stimare rappresenti circa un decimo delle abitazioni italiane monofamiliari:

- localizzazione Valle Padana, con 2.200÷2.400 gradi giorno;
- superficie abitazione 200÷250 m<sup>2</sup>, villetta a 2 piani, consumo annuale medio per riscaldamento di circa 130 kWh/ m<sup>2</sup> (da censimento ISTAT);



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- numero residenti pari a 4, di cui 2 giovani (doppio della media nazionale), con consumo di acqua calda dell'ordine di 320 kep/anno (da censimento);
- periodo di riscaldamento di 180 giorni (ottobre-aprile), con caldaia di integrazione a temperatura scorrevole, sempre accesa, ed attenuazione notturna;
- serbatoio di accumulo per acqua sanitaria di 400 litri.

E' difficile valutarne il numero, ma si può stimare nell'ordine del 10% del totale degli edifici.

Con riferimento alle tre figure seguenti, esse modellizzano in termini semplici la domanda di calore nei 180 giorni di riscaldamento per il campione considerato, ipotizzando un picco termico variabile con l'andamento riportato in figura 1, mentre la figura 2 e la figura 3 indicano il possibile andamento orario del prelievo termico e dell'erogazione di calore da parte di un cogeneratore da 1,5 kW<sub>t</sub>.

La richiesta di calore per l'acqua calda si traduce in 320 kep/anno, pari a 0,89 kep/giorno, ossia 10,5 kWh<sub>t</sub>/giorno (380 kcal/ora), corrispondenti a 0,44 kW<sub>t</sub>.

Il riscaldamento richiede 32.000 kWh<sub>t</sub>/anno (250 m<sup>2</sup> x 130 kWh<sub>t</sub>/ m<sup>2</sup> anno), pari a 200 kWh<sub>t</sub>/giorno di accensione, ossia a 8,4 kW<sub>t</sub> medi.

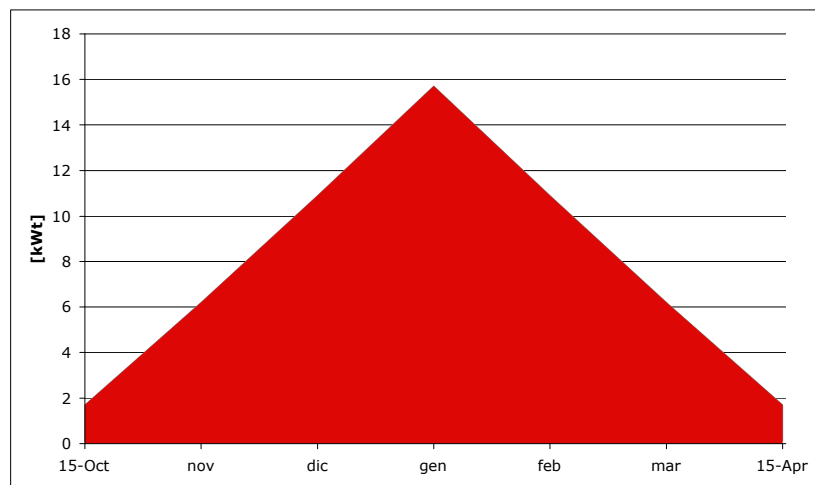
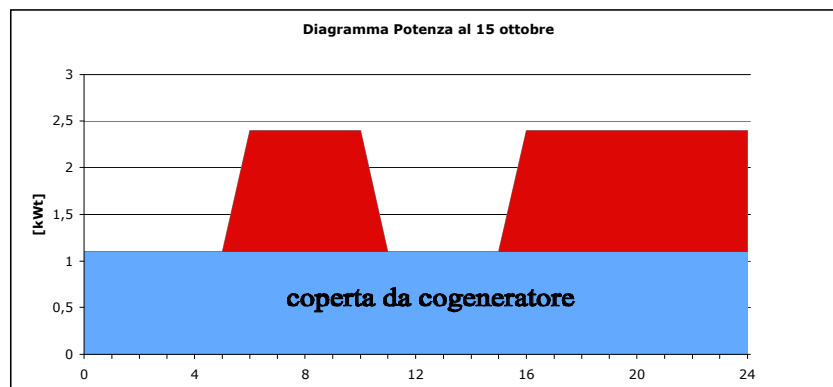


fig.13





Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

fig.14

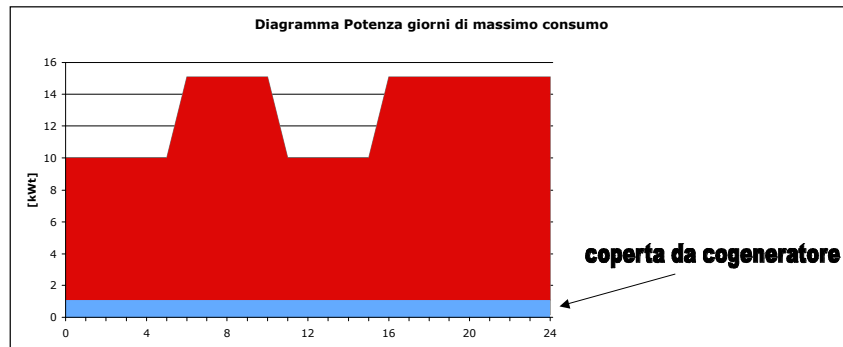


fig.15

### Verifica ore di funzionamento del cogeneratore sulla potenza termica

In base a quanto detto in precedenza si procede a verificare la possibilità di impiego delle macchine presenti sul mercato.

Anzitutto si ipotizza l'uso di una macchina con una potenza termica di  $1,5 \text{ kW}_t$ . Dal punto di vista pratico ciò corrisponde ad una taglia elettrica di circa  $0,5 \text{ kW}_e$  (al momento l'unico motore che risponde a questo requisito, a livello prototipale, è lo Stirling BBT Thermotecnik della Bosh).

La macchina opera 4.320 ore per i 180 giorni di riscaldamento (funzionamento 24 ore) e 1.260 ore per i restanti 180 giorni dell'anno (uso acqua sanitaria:  $10,5 \text{ kWh}/1,5 \text{ kW}_t = 7$  ore al giorno) per un totale di 5.580 ore/anno e copre il 15% ( $4.500/32.000$ ) del consumo di riscaldamento e il 20% del totale. La produzione elettrica è pari a  $2.790 \text{ kWh}_e$ , ampiamente al di sotto del fabbisogno tipico.

Tale macchina risulta dunque caratterizzata da buoni fattori di utilizzo ed è tecnicamente in grado di essere impiegata nelle utenze considerate.

Passando ad una macchina in grado di erogare  $3 \text{ kW}_t$  a potenza nominale ( $0,44 \text{ kW}_t$  per a.c.s. e  $2,56 \text{ kW}_t$  per riscaldamento), il sistema opera a pieno carico quando la potenza media è  $3,8 \text{ kW}_t$  ( $2,56 \times 1,5$ ) pari a circa 150 giorni; nei 30 giorni tiepidi opera a pieno carico 12 ore e deve dissipare  $0,5 \text{ kW}_t$  mentre d'estate opera per 3,5 ore ( $10,5/3$ ).

In totale si hanno 4.800 ore di funzionamento ( $(150 \times 24) + (30 \times 12) + (30 \times 12 \times 0,80) + (3,5 \times 180) = 4.800$  ore) e la copertura dei consumi è di circa il 30%.

Occorre in parallelo verificare che la produzione elettrica resti entro i limiti dell'autoconsumo, ipotizzabile in  $4.000 \text{ kWh}/\text{anno}$ , in assenza di scaldabagni elettrici e di condizionatori con impiego di lampade CFL, o  $6.000 \div 7.000 \text{ kWh}_e/\text{anno}$  se sono presenti condizionatori estivi. Tale condizione risulta conveniente, visto il rapporto esistente fra il prezzo dell'energia consumata dagli utenti domestici e la tariffa riconosciuta alle eccedenze.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Se il cogeneratore è del gruppo delle celle a combustibile è ipotizzabile una produzione elettrica pari al 80% della termica ed allora anche per la taglia di 1,5 kW<sub>t</sub> c'è un eccesso di produzione elettrica.

Se si ipotizza un motore alternativo a combustione interna tipo Ecovill con rapporto 3:1 fra calore ed elettricità, è invece utilizzabile anche la taglia da 3 kW<sub>t</sub>.

Risulta dunque confermato anche per questi microcogeneratori il possibile utilizzo negli edifici rientranti nel campione. Ciò significa che il mercato potenziale accessibile tecnicamente allo stato attuale risulta comunque nell'ordine delle centinaia di migliaia di applicazioni (considerando un 10-30% del campione).

### **Alberghi**

Il fabbisogno di calore negli alberghi è ovviamente funzione della categoria, della dimensione e della destinazione (turistico o congressuale o di affari); esso ha differenti motivazioni:

- riscaldamento degli ambienti nel periodo invernale;
- produzione di acqua calda sanitaria, in genere con ricircolo della stessa;
- cucina, se è presente anche il ristorante;
- eventuali assorbitori per il condizionamento oppure uso in postriscaldamento;
- consumo per lavanderia (ormai praticamente scomparso).

Gli alberghi in generale possono essere interessati alla cogenerazione per la disponibilità di un minimo di capacità di generazione di elettricità autonoma in caso di black-out, mentre dal punto di vista economico la redditività dell'investimento è ridotta per l'assoggettamento della categoria all'accisa per usi industriali (industria turistica) per il consumo di gas naturale. Pertanto l'intervento ha senso con fattori di carico elevati e si presta poco alle utenze stagionali.

Le richieste di acqua calda sanitaria possono aumentare di molto le ore di esercizio: si tratta di una domanda concentrata in certe ore del giorno, in parte prevedibile (mattino o tardo pomeriggio), in parte non (arrivo di pullman turistici), per cui è necessario disporre di un accumulo capace con i relativi problemi di ingombro.

In presenza di ricircolo permanente si ha invece un carico di base costante a tutte le ore, particolarmente adatto ad un cogeneratore.

Le taglie dei cogeneratori possono variare da qualche decina fino a qualche centinaio di kWe, in funzione della dimensione e delle caratteristiche dell'albergo.

Gli alberghi italiani sono circa 33.500, di cui il 75% aperto tutto l'anno, il 10% di categoria 4 e 5 stelle e il 47% 3 stelle. Il 33% ha un centro benessere, il 22% una piscina (applicazioni di microcogenerazione possibili con volumi inferiori agli 800 m<sup>3</sup> se aperte tutto l'anno) ed il 33% l'aria condizionata in camera, tutti fattori che possono favorire l'uso della cogenerazione. Il 94% delle strutture è costituito da imprese singole, fatto che rende più difficile la replicabilità degli interventi.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Esistono inoltre circa 70.000 bed and breakfast, mentre 12.000 circa sono gli agriturismi autorizzati all'alloggio (5.000 circa offrono anche il servizio di ristorazione). Sebbene si tratti di strutture più adatte all'utilizzo di fotovoltaico e solare termico, non è escluso che in alcuni casi possano adottare sistemi microgenerativi [16, 19].

Una categoria a parte è quella delle case di cura e degli ospedali, che presentano un'occupazione stabile durante il giorno ed esigenze particolari legate alla tipologia della gente ospitata. Si prestano alle applicazioni di microgenerazione le case con un numero di posti letto fino a 150 circa e gli ospedali fino ad un centinaio di posti letto, purché destinati prevalentemente a ricovero e non a diagnostica, visto che nel secondo caso diventano preponderanti i carichi elettrici e le applicazioni di microgenerazione non risultano adatte per l'indice elettrico sfavorevole.

### ***Campeggi e altri alloggi per brevi soggiorni***

I campeggi sono evoluti dagli iniziali spazi aperti non attrezzati a condizioni di servizio simili a quelli dei villaggi turistici.

I consumi energetici riguardano per il calore sia l'acqua calda sanitaria per docce e lavabi, sia la cucina del ristorante che il lavaggio delle stoviglie, che le lavabiancherie, mentre i consumi elettrici riguardano, oltre all'illuminazione, tutti i frigoriferi dei negozi, dei singoli caravan, tende, bungalows ed elettrodomestici di forte consumo come gli asciugacapelli.

La maggior parte di queste strutture opera in estate, con consumi concentrati nelle 1.500 ore di luglio e agosto; solo i grandi villaggi turistici a catena internazionale hanno un periodo di pieno carico più lungo.

Se i consumi sono stagionalmente molto concentrati, nel corso della giornata la presenza di persone di diverse abitudini porta ad una certa regolarità dei carichi, in ogni caso ci sono picchi della domanda di acqua calda per cui sono necessari accumuli caldi, spesso per sopperire anche alla irregolarità del collegamento idrico.

Per i grandi villaggi valgono le stesse considerazioni degli alberghi e in ogni caso le potenze sono molto rilevanti.

Nei campeggi più piccoli le piazzuole hanno un allaccio tipicamente di 3 Ampere; l'interesse per la cogenerazione va visto caso per caso perché, se da una parte il fattore di carico è basso, dall'altra, spesso, per la localizzazione del camping, gli allacci alla linea elettrica sono difficili e costosi per cui può esserci l'interesse all'autonomia che può dare un impianto di cogenerazione anche se più complesso e costoso di un semplice gruppo elettrogeno.

I campeggi in Italia si aggirano intorno ai 2.400 [16, 19].



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

## **Bar**

I bar hanno consumi elettrici elevati sia per la macchina del caffè, in genere dotata di caldaia elettrica, sia per i vari frigoriferi e piastre scaldanti, tutti elettrici.

Il consumo termico per il riscaldamento ambiente è in genere derivato dall'edificio, raramente è presente una caldaia nel locale. Il forte consumo di acqua calda nelle macchine lavastoviglie è usualmente coperto per via elettrica.

Il consumo di acqua calda corrente diventa interessante solo nei bar molto grandi, nel periodo di picco, per un massimo di 4÷5 ore al giorno, ossia 1.500÷2.000 ore/anno, per pulizia di tazzine e piattini. Nei bar medi e piccoli il consumo di acqua calda è comandato con rubinetto, quindi limitato, come supporto alla lavatrice.

In base a queste considerazioni un impianto di cogenerazione dovrebbe avere obbligatoriamente un accumulo su base giornaliera, ma gli spazi sono sempre limitati e difficilmente se ne avrebbe la disponibilità.

I bar, anche piccoli, hanno interesse per sistemi UPS per garantire il funzionamento dei frigoriferi e delle altre macchine. La microcogenerazione rappresenta dunque una soluzione interessante in tutti i casi in cui si riesca a rispondere all'esigenza di accumulo del calore come alternativa ai sistemi a convertitori statici. Si tratta di un settore in cui sono possibili applicazioni di nicchia, rispetto ai circa 120.000 esercizi operanti in Italia.

Una nicchia di mercato è costituita dai bar delle autostrade, aperti tutto l'anno, e dei grandi aeroporti e delle grandi stazioni, aperti per circa 5.000 ore/anno. Per stazioni e aeroporti può aver senso un servizio di fornitura calore da cogenerazione o trigenerazione, ma per taglie che non interessano in questo studio. Nelle autostrade esistono delle esperienze, come le stazioni MultiEnergy dell'Agip, dove sono in funzione microturbine da 30 kW<sub>e</sub> alimentate a gas naturale (oltre a fotovoltaico e microeolico), che testimoniano il possibile ricorso alla mini e microcogenerazione in presenza di metano o GPL (in Italia esistono poco più di 600 impianti a metano e circa 2.000 impianti a GPL [17,18]).

## **Ristoranti e Mense**

I ristoranti consumano calore per riscaldare i locali, per la cucina e per il lavaggio delle stoviglie.

Il riscaldamento è in genere fornito dall'impianto dell'edificio, la cucina è a gas, mentre il consumo interessante ai fini di questo studio è quello per il lavaggio delle stoviglie, cui si aggiunge nelle mense il riscaldamento dei vassoi.

Questo consumo di acqua calda è piuttosto rilevante anche se concentrato in uno o due periodi limitati al giorno.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Le potenze richieste per la preparazione istantanea sono rilevanti, per cui è quasi sempre presente un bollitore per garantire una disponibilità immediata.

Dal 1999 i ristoranti pagano il gas con accisa industriale, quindi risulta meno elevato il beneficio del passaggio di fiscalità per il gas consumato dal cogeneratore.

La produzione di acqua calda può avvenire all'interno delle macchine, con resistenze elettriche o a gas; si tratta di scelte a volte condizionate da vincoli di tipo urbanistico (camini) ma spesso legate alle abitudini dei progettisti, o all'espansione progressiva delle attività, che può richiedere una progettazione globale di tutto l'impianto.

La produzione dell'acqua calda esterna alle macchine permette l'utilizzo di un accumulo e di un impianto di cogenerazione correttamente dimensionato, ma si tratta di applicazioni secondarie.

E' da ricordare che l'accumulo occupa spazio e quindi è più facilmente installabile nei ristoranti che non fanno parte di un edificio e che hanno un loro spazio nel retro.

La preparazione di acqua calda può anche essere affidata parzialmente o integralmente all'energia solare termica ed al recupero di calore dall'aria espulsa dalle cappe dei forni e dalle cucine.

Per quanto riguarda i numeri si parla di circa 90.000 ristoranti e 5.500 mense [16].

### ***Pubblica Amministrazione e Difesa***

Questo insieme di edifici caratterizzati dall'appartenere al patrimonio pubblico vanno suddivisi fra palazzi ad uso ufficio, con utilizzo diurno, anche se prorogato nel pomeriggio fino alle 19.00-20.00 per 5 giorni su 7, edifici aperti 24 ore su 24, 7 giorni su 7, e infine edifici tipo caserme dove le persone ritornano alla fine del servizio esterno (vigili del fuoco, polizia, militari, etc).

Nel primo caso, gli uffici, i consumi di calore sono quelli del riscaldamento invernale, mentre i consumi di acqua calda sanitaria sono pressoché assenti. Il fattore di carico è minore che nelle residenze e quindi non c'è spazio per la cogenerazione.

Nel caso degli edifici con funzionamento continuo, ad es. vigili del fuoco, ci può essere un certo consumo di acqua calda sanitaria che sommata alla maggiore durata del riscaldamento può rendere interessante un'applicazione di microcogenerazione o trigenerazione. La possibile applicazione va valutata caso per caso. I consumi di acqua calda sono comunque concentrati nel cambio di turno, quindi occorre un accumulo termico.

Infine nelle caserme con residenza di persone, in genere giovani, si ha un notevole consumo di acqua calda sanitaria, concentrato in un breve periodo con un profilo di consumo di calore simile a quello di una residenza con forte presenza giovanile. Si tratta perciò di localizzazioni ottimali per microcogenerazione con accumulo di acqua calda. Anche le carceri possono rientrare in tale schema.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Gli edifici della P.A. sono in numero di circa 21.000, cui si sommano circa 5.500 fra caserme e altri edifici relativi a servizi offerti alla collettività [16].

### **Settore scolastico**

Con esclusione delle scuole convitto, gli edifici scolastici non sono siti ottimali per la cogenerazione perché hanno un basso fattore di carico termico, sono attivi per poche ore al giorno, chiuse la domenica e spesso anche il sabato oltre che nel periodo natalizio, ed hanno pochi usi di acqua sanitaria.

Spesso ci sono proposte sulle scuole solo perché gli Enti Locali hanno necessità di protagonismo nel settore energetico e scelgono le scuole principalmente per visibilità e perché esse hanno consumi in genere rilevanti per mancata responsabilizzazione degli utenti (le strutture scolastiche) che non pagano le bollette.

Se sono presenti palestre e piscine aperte al pubblico si rientra nelle condizioni caratteristiche di questa tipologia di utenza, per cui può esserci un interesse.

Da questa schematizzazione occorre escludere gli asili nido e le scuole materne, caratterizzate da un orario più prolungato, sia come ore al giorno che come giorni all'anno, sia come consumi di acqua calda dovuto alla preparazione di pasti ed al lavaggio delle stoviglie.

La dimensione ridotta, con forti aperture luminose, ed accessi esterni, porta a rilevanti consumi per il riscaldamento.

Gli asili nido sono una localizzazione ottimale poiché sono quasi sempre gestiti da una struttura che paga le spese, sia essa privata o pubblica (personale del Comune o della Pubblica Istruzione), quindi c'è un interesse diretto all'efficienza.

Anche nel caso delle Università mancano i consumi di acqua sanitaria e le dimensioni trascendono quelle della microcogenerazione, salvo il caso dei pensionati e collegi universitari, così come degli istituti alberghieri e delle strutture residenziali per gli allievi, che sono invece siti ottimali.

Gli istituti scolastici sono circa 45.000 sul territorio nazionale [16].

### **Impianti sportivi, palestre e centri benessere**

Gli impianti sportivi consumano per il riscaldamento invernale e per la preparazione dell'acqua calda per le docce, consumo limitato ma piuttosto regolare nelle diverse stagioni per gli impianti dedicati alla preparazione agonistica, consumo invece elevato ma piuttosto irregolare per gli impianti per dilettanti.

Il consumo delle docce è legato al tempo a disposizione per cui è scarsissimo per palestre scolastiche mentre è molto elevato nei centri all'aperto nel periodo estivo.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

In genere la stessa caldaia del riscaldamento scalda l'acqua con un serbatoio di accumulo per seguire i picchi della domanda.

Quando è difficile avere una propria caldaia (in genere difficoltà per il camino) si ricorre a sistemi elettrici con accumulo. Questo accade per gli impianti all'aperto ancora non collegati alla rete del gas.

La cogenerazione si presta nei casi in cui sia presente una base regolare di consumo d'acqua calda e dove ci sia spazio per installare un serbatoio di dimensione adeguate. Ovviamente tale requisito è rispettato quando sia presente una piscina aperta tutto l'anno; tale caso è trattato nel paragrafo seguente.

E' da notare che quando il periodo di richiesta è concentrato nell'estate la soluzione concorrente alla cogenerazione è il solare termico.

Il consumo elettrico, necessario per l'autoconsumo, oltre all'illuminazione interna ed esterna, può essere assicurato da phon asciugacapelli, e nelle palestre dalla necessità di raffrescamento e deumidificazione estesa a tutto l'anno, anche se con carichi variabili.

Da notare che gli impianti sportivi e le palestre possono, se non gestiti per fini di lucro, avere il gas con accisa industriale (aspetto sfavorevole per la cogenerazione). In tutto in Italia sono presenti circa 150.000 esercizi sportivi [16].

### ***Piscine***

Le piscine hanno consumi regolari sia di elettricità (pompe, illuminazione, ventilazione e deumidificazione, asciugacapelli) sia termici (ricambio dell'acqua della vasca e acqua per le docce).

La presenza del grande volume della vasca facilita la funzione di accumulo per cui le piscine sono la localizzazione ottimale, dal punto di vista tecnico, della micro e mini cogenerazione e il settore ha visto nel passato molto interesse.

Dal punto di vista economico le cose sono meno attraenti per quegli impianti che possono acquistare il gas con accisa industriale.

Le potenze sono abbastanza rilevanti e spesso superiori al limite di 50 kW<sub>e</sub> della categoria della microcogenerazione (che in pratica interessa per vasche sotto gli 800 m<sup>3</sup>), ma sempre nei limiti dello scambio sul posto per l'elettricità.

Sono presenti forti sinergie fra carichi termici ed elettrici, ad esempio per la possibilità di recuperare calore mediante pompe di calore, azionate con la propria elettricità a spese sia dell'aria di espulsione (per controllare l'umidità ed evitare la condensa nel soffitto) e dell'acqua scaricata dalle docce e dalla vasca (per i ricambi di legge).



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### **Lavanderie**

Le lavanderie sono oggi parte di una catena che, oltre a lavare il materiale fornito da occasionali clienti, garantisce a ristoranti, alberghi, case di cura e ospedali un servizio completo di ricambio di biancheria di proprietà della società che offre il servizio.

Abbiamo così le lavanderie che fanno servizio al largo pubblico e quelle che fanno servizio ad imprese.

Le lavanderie per largo pubblico si dividono in lavanderie a secco (che utilizzano apparecchiature con solvente recuperato con impianto frigorifero, quindi con consumi esclusivamente elettrici) ed in lavanderie ad acqua, che impiegano macchine lavatrici professionali. Queste macchine potenzialmente possono utilizzare acqua calda prodotta da una caldaia comune, ma purtroppo questi locali sono sistemati in edifici in cui è molto difficile realizzare un collegamento con un camino, per cui finiscono per usare solo elettricità.

L'orario di apertura di questi servizi nelle grandi città è molto ampio, almeno 3.000÷4.000 ore l'anno, per cui essi sarebbero siti ottimali per la cogenerazione quando possono usare il gas.

Le lavanderie per le imprese usano calore sia per il riscaldamento dell'acqua, sia per l'asciugatura e la stiratura. Queste imprese, lavorando su più turni, sono particolarmente adatte alla cogenerazione, anche se la necessità di ottenere vapore obbliga all'uso delle turbine a gas, macchine che per la taglia richiesta hanno buoni rendimenti (alcuni impianti sono stati realizzati già negli anni '80).

In questi impianti è prioritario il ricorso al recupero dell'acqua di scarico e al calore dell'acqua stessa, almeno per il primo risciacquo e con un trattamento ad ozono è possibile il ricircolo quasi totale.

Il numero complessivo di lavanderie in Italia è di circa 25.000, di cui un 10-15% di grande dimensione [16].

### **Saloni di parrucchiere e istituti di bellezza**

I saloni di parrucchiere hanno orari di apertura piuttosto prolungati per almeno 3.000 ore l'anno; nei saloni per uomo, i consumi termici al di fuori del riscaldamento ambiente sono piuttosto limitati, mentre nei saloni per signora ci sono dei consumi rilevanti e costanti per acqua calda per cui è un settore interessante per la microcogenerazione.

Due sembrano gli ostacoli: il primo è legato alla disponibilità di un canale per l'evacuazione dei fumi, spesso non disponibile in grandi edifici; il secondo è legato alla molto più rilevante domanda di elettricità per cui l'energia elettrica producibile in cogenerazione potrebbe risultare poco significativa rispetto alle necessità.

Si parla di 120.000 negozi circa sul territorio nazionale [16].



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### ***Centri e stabilimenti per il benessere fisico***

Questi centri, quando non localizzati a valle di sorgenti termali, hanno forte necessità di calore; anche negli altri casi, salvo aree come Abano Terme, la portata d'acqua termale è spesso insufficiente per il fabbisogno di energia termica.

E' da considerare che il fabbisogno di acqua calda cresce nel periodo estivo, quello con più clientela, compensando l'assenza di domanda per il riscaldamento ambientale, garantendo così la copertura di un maggiore fattore di carico, naturalmente con rilevanti necessità di accumulo, in parte assorbibile dalle vasche presenti (queste però sono ridotte di volume per assicurare la presenza di acqua sempre rinnovata).

Si tratta quindi di localizzazioni ottimali per la microgenerazione, nell'ordine delle 1.500 utenze nel nostro Paese [16].



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

### PARTE III

## ANALISI DEL POTENZIALE PER L'ITALIA AL 2010, 2015 E 2020

### ***I possibili scenari di sistema***

Il potenziale di crescita della microgenerazione in Italia dipende da vari fattori, che comprendono gli aspetti tecnici, amministrativi e burocratici, di mercato, decisionali.

Ammesso che il quadro regolatorio sia modificato in modo favorevole alle applicazioni considerate in questo studio e che si sviluppi una volontà politica precisa e stabile in tal senso, la diffusione delle applicazioni di microgenerazione dipenderà in larga parte dallo sviluppo del mercato. Al contrario di altre applicazioni più semplici, come il fotovoltaico, i cogeneratori si interfacciano con i due impianti elettrico e termico dell'utenza, che hanno richieste variabili in modo autonomo e che possono essere in condizioni diverse al momento dell'installazione, e la loro redditività dipende dalla capacità di funzionare in modo regolare secondo un programma di regolazione che va scelto caso per caso.

Questo implica che gli installatori chiamati ad applicare i microcogeneratori, anche nel caso di macchine di 1 kW<sub>e</sub> dal pacifico aspetto di una lavastoviglie, debbano essere persone competenti ed appositamente formate. Nello stesso tempo si dovrebbero sviluppare le capacità produttive (produzione delle macchine e dei componenti, assemblaggio) e gestionali (software e sistemi di telegestione, manutenzione, etc).

Lo sviluppo tecnologico per la diffusione della microgenerazione distribuita deve portare in primo luogo verso un'adeguata scelta di prodotti, la disponibilità di macchine affidabili e di vita utile elevata. Il produttore/venditore dovrebbe inoltre garantire, per la penetrazione della microgenerazione stessa, facile reperibilità dei ricambi ed un'efficiente rete di installatori per evitare tempi morti della macchina. A proposito della manutenzione è bene fare un'osservazione: un aspetto critico di queste applicazioni è dato dai relativi costi. Se per applicazioni di cogenerazione di taglia più grande si possono stipulare contratti full service fra i 12 e i 18 €/MWh<sub>e</sub>, nel caso dei microcogeneratori ciò sarebbe possibile solo in presenza di grandi numeri, altrimenti risulterebbe difficile ripagare l'intervento dell'installatore.

L'installazione di un microcogeneratore, non solo dal punto di vista tecnologico, ma anche dal punto di vista concettuale, introduce nuovi scenari:

- innanzitutto l'utente deve comprendere di avere a che fare con una macchina in grado di produrre insieme sia energia elettrica che termica, in modo strettamente dipendente;
- in secondo luogo diventa essenziale la conoscenza dei mercati dell'energia elettrica e del gas e dei relativi aspetti contrattuali, poiché gli scambi di energia e le tariffe di acquisto migliori,



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

insieme ai vari incentivi disponibili, sono fondamentali per ripagare l'investimento nel minore tempo possibile.

Questo insieme di situazioni comporta un utilizzo della macchina non più libero ma vincolato alle esigenze di un funzionamento piuttosto intensivo e ottimizzato per un rapido ritorno dell'investimento iniziale.

Per questi motivi è opportuno fare alcune considerazioni di sistema, per capire quali modelli siano più adatti alla diffusione dei microcogeneratori.

### Modello utente

Una prima opzione è che sia l'utente ad acquistare il cogeneratore, con fondi propri o mediante prestito bancario, stipulando un contratto di manutenzione ordinaria e straordinaria con un'azienda terza, allo stesso modo in cui procederebbe con una caldaia.

Il vantaggio di questo approccio è dato dal potenziale massimo risultato economico, vista l'assenza di intermediari.

I principali problemi di questo modello sono rappresentati dal fatto che l'utente difficilmente ha le competenze per gestire il microcogeneratore (mentre può averle per applicazioni di grande taglia, dove si presume che sia anch'esso di grandi dimensioni e dotato di una struttura adeguata) e dalla necessità di sobbarcarsi tutti gli oneri amministrativi e burocratici, che al momento sono piuttosto onerosi se non rientrano nel core business di un'azienda di settore. Non va trascurata l'assenza di un ruolo attivo dei distributori elettrici, che potrebbero contrastarne lo sviluppo.

Relativamente al primo aspetto occorre notare che, mentre per una caldaia la regolazione è semplice, per un microcogeneratore è complessa, dipende da vari parametri e influenza pesantemente le sue performance di funzionamento.

Nel settore residenziale, caratterizzato da una forte variazione dei carichi elettrici e termici diversa da caso a caso, è inoltre difficile pensare ad una regolazione ex-ante, a meno che gli sviluppi tecnici, uniti ad un minimo di diffusione delle soluzioni microcogenerative, non portino allo sviluppo di efficienti algoritmi di controllo intelligenti e adattativi.

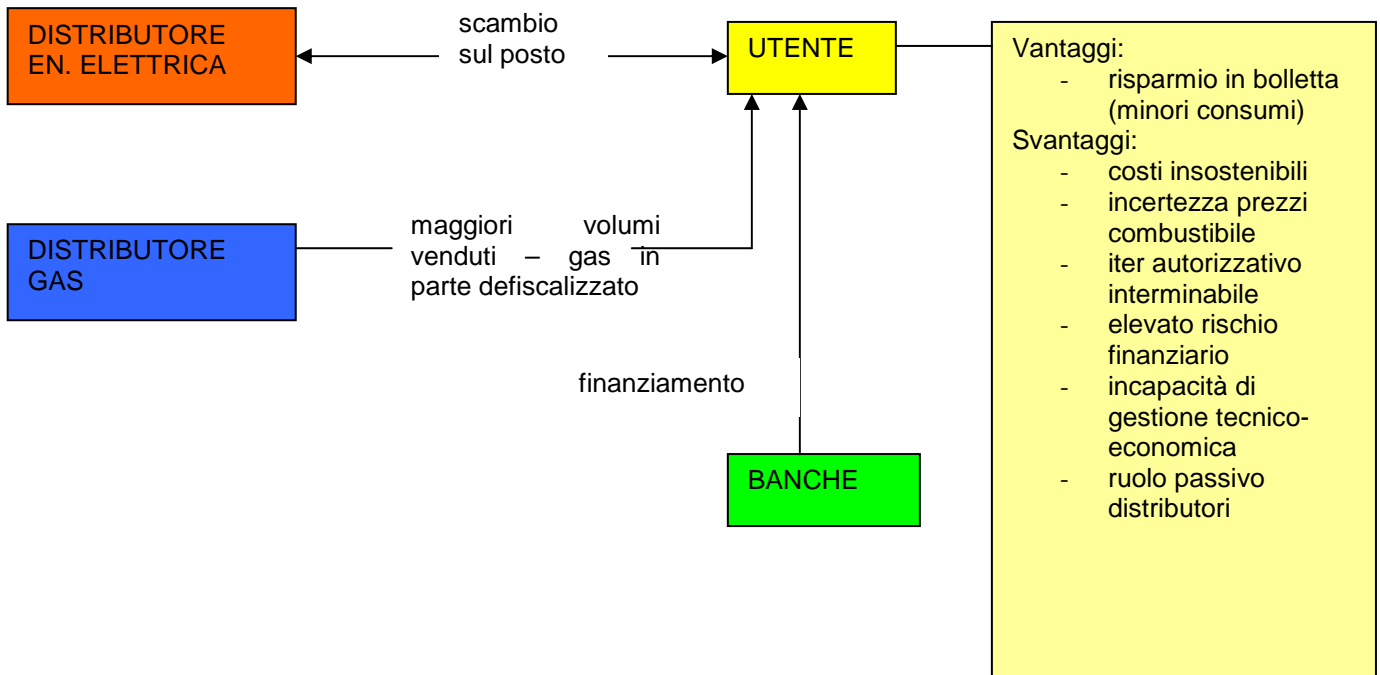
Per potenze elettriche maggiori di quella domestica, es. condominio o ufficio, l'applicazione di un cogeneratore è avvantaggiata, in teoria, dall'appiattimento delle curve di carico, e sarebbe più facile individuare il tipo di macchina da applicare e programmarne il funzionamento.

Se nel settore residenziale è poco probabile che l'utente domestico sia in grado di gestire un simile approccio, se non in casi sporadici, anche nel terziario si ritiene poco percorribile, ed anzi potrebbe portare a risultati negativi a causa dei probabili fallimenti di eventuali applicazioni realizzate in questo modo.

La figura seguente illustra schematicamente il modello.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia



### Modello ESCO

La gestione di un microgeneratore, specie in regolazione, è abbastanza complessa per chi non ha competenze tecniche e inoltre si è visto che l'iter autorizzativo vigente è una vera e propria barriera alla diffusione della microgenerazione, sicché si rende auspicabile la partecipazione delle ESCO, come attore intermedio tra i distributori e le municipalizzate locali e i singoli utenti. Esse hanno il know-how per la corretta applicazione di un cogeneratore in funzione del tipo di carico dell'utenza e possono assumere un ruolo attivo di assistenza al cliente nella fase complessa dell'iter autorizzativo.

Il dialogo con il distributore viene così facilitato, specie in materia contrattualistica, con la possibilità di raggiungere l'ottimo dal punto di vista energetico ed economico.

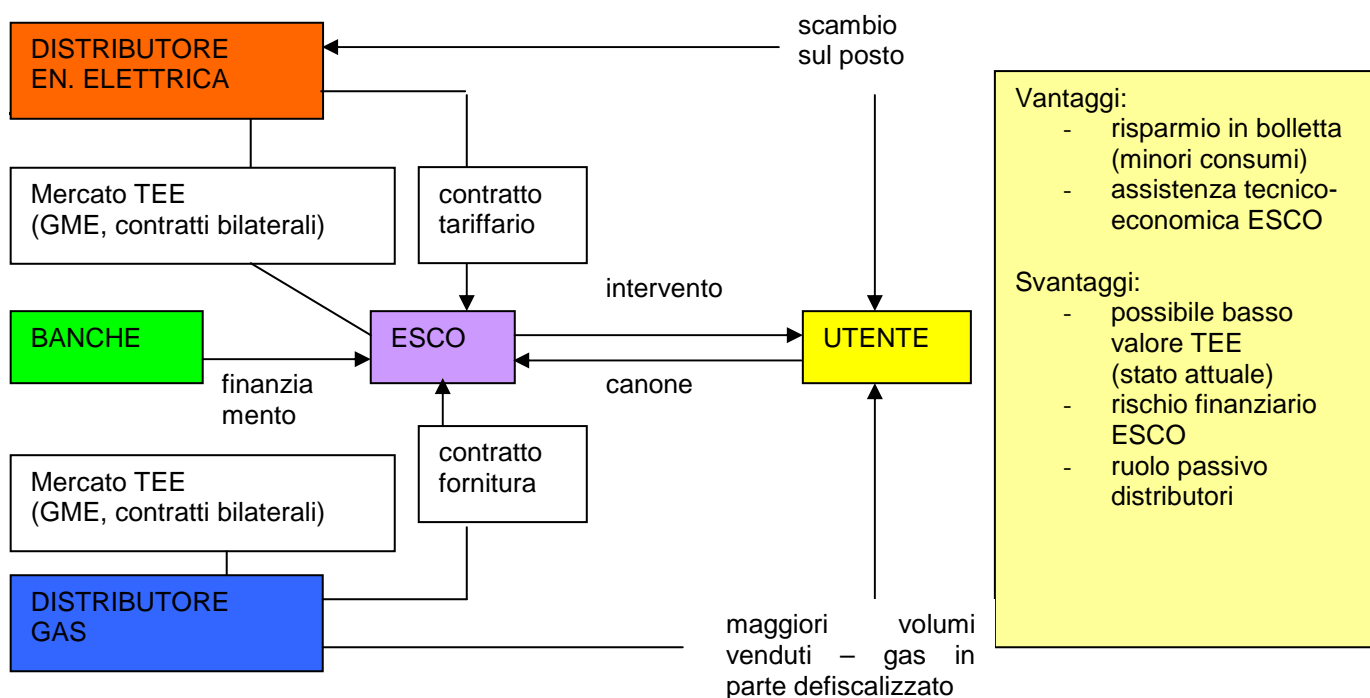
Le ESCO possono gestire un parco impianti importante, in telegestione, ottimizzando performance e procedure di manutenzione dei singoli cogeneratori. Ciò consente inoltre di ottenere migliori condizioni sulle forniture di gas e sulla valorizzazione delle eccedenze elettriche.

Un altro vantaggio è rappresentato dalla possibilità di integrare l'intervento con altre azioni sull'involucro e gli impianti, in presenza di una "vera" ESCO, in un'ottica di approccio integrato che può tradursi nel raggiungimento dei migliori risultati.

Per finire la ESCO può richiedere il rilascio di titoli di efficienza e, gestendo un parco impianti, può raggiungere le soglie minime previste di 50 e 100 tep (operazione entro e fuori scheda 21 o 22).

La presenza delle ESCO determina in ogni caso un aumento dei costi per l'utente finale, connessi alla commercializzazione ed assistenza dei prodotti attraverso servizi integrati e altamente qualificati, su cui si basa il core business delle ESCO stesse.

La figura seguente illustra schematicamente il modello.



Ruolo fondamentale sarà quello dei distributori di energia elettrica e gas: in particolare, nella microgenerazione distribuita, la rete elettrica di bassa tensione diventa una rete attiva, con migliaia di generatori connessi e micro-flussi di energia in transito. Ciò comporta elevate fluttuazioni del carico sulla rete BT, concreta possibilità di degradazione della qualità della tensione e aumento dei disturbi verso la rete stessa in assenza di interfacce ben configurate.

Allo stesso tempo la diffusione dei microgeneratori (maggior parte della produzione e consumo in loco dell'energia prodotta) implica una riduzione delle perdite sulle linee di trasmissione AAT/AT e di distribuzione MT, minore necessità di potenziamento della rete già esistente e quindi un forte incentivo per il distributore a pianificare un nuovo sistema di approvvigionamento e distribuzione di energia elettrica, basato sul contributo delle migliaia di generatori in parallelo alla rete.

Una soluzione possibile alle problematiche descritte, che comporti nel contempo il raggiungimento dei maggiori vantaggi, è che sia il distributore ad effettuare gli interventi di installazione e gestione dell'impianto presso l'utente finale, basandosi sulle elevate risorse finanziarie di cui può disporre e della propria elevata competenza tecnico-economica per il recupero del capitale investito attraverso i consumi degli utenti ed i costi evitati di distribuzione e di nuove infrastrutture, potendo programmare nella maniera economicamente più conveniente i transiti di energia elettrica attraverso la rete.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

In questo caso l'utente avrebbe il ruolo di semplice consumatore mentre il distributore dovrà interagire con tutti gli attori coinvolti nel processo quali installatori, manutentori, istituti finanziari, etc, in maniera di sicuro più agevole di quanto possa fare il singolo utente.

A tal fine si presuppone che, in un'ottica di demand side management, il distributore elettrico assuma un ruolo attivo, recependo i risultati delle attività condotte dal CESI Ricerca in questi anni nell'ambito della ricerca di sistema, i programmi avviati dalla UE e le sperimentazioni sul campo svolte da gestori di rete statunitensi per muoversi da subito verso la creazione delle smart grid.

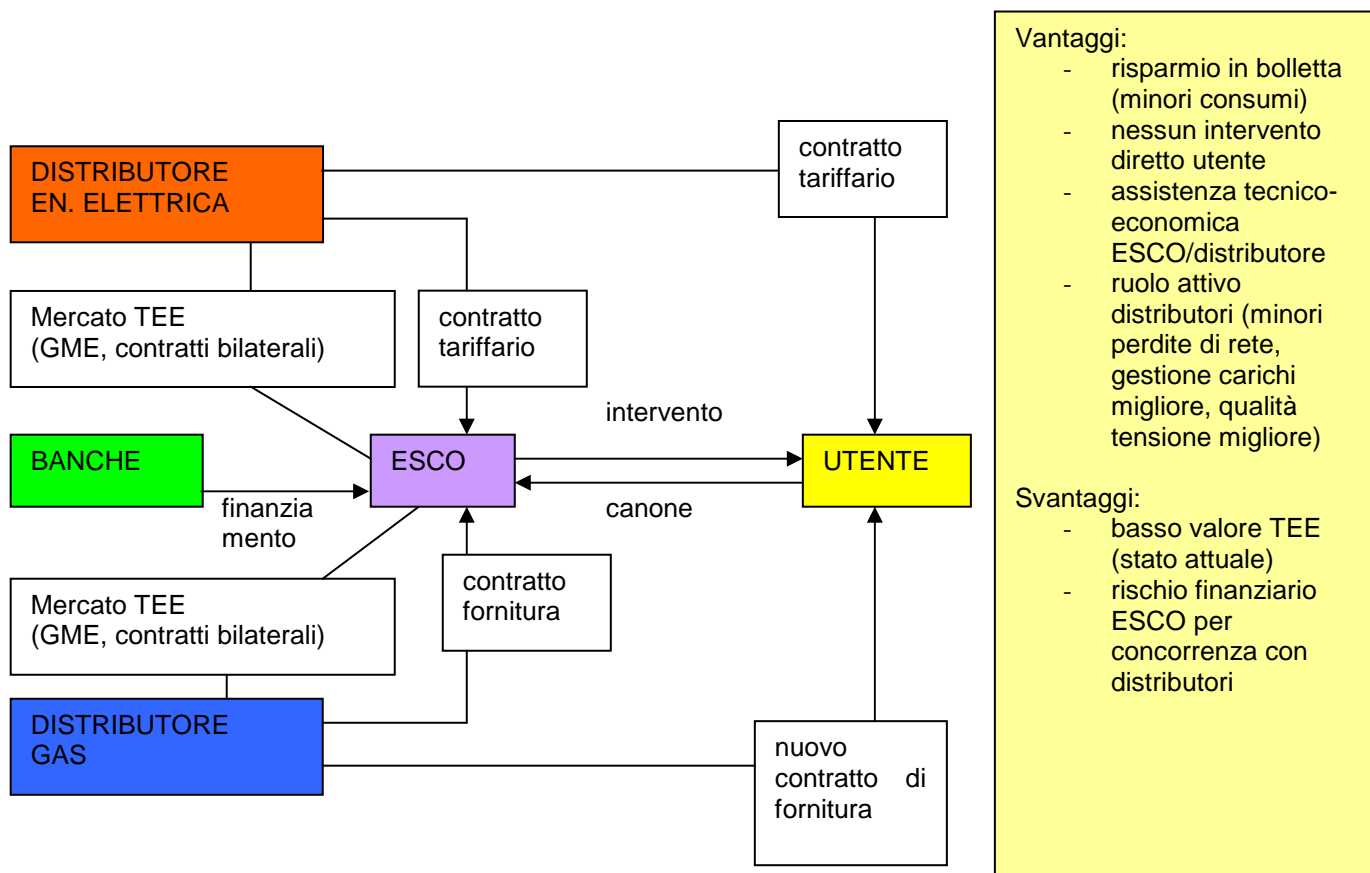
Il modello è compatibile con quello ESCO precedentemente descritto, da cui si distingue perché in questo caso è il distributore il soggetto proponente e che stipula il contratto con l'utente finale. La ESCO assume dunque il ruolo di progettista, installatore e manutentore dell'impianto, con il compito di garantirne le performance, mentre il distributore gestisce il rischio finanziario ed i flussi di energia elettrica sulla rete.

Teoricamente il modello può partire sia per iniziativa del distributore elettrico, come fin qui descritto, sia per iniziativa di quello del gas. In questo caso c'è un beneficio collegato anche all'aumento delle quantità di gas vettoriato, ma si verificherebbero una modifica dei rapporti fra i vari soggetti coinvolti nella fornitura, nel trasporto e nella distribuzione del gas e si potrebbero creare attriti con i distributori elettrici (bilanciato in parte dal costante aumento della domanda elettrica nei settori terziario e residenziale e dai maggiori benefici sin qui goduti grazie ai titoli di efficienza energetica).

La figura seguente illustra schematicamente il modello.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia



### ***I possibili scenari di sviluppo***

L'analisi dell'attuale mercato ha mostrato che si può contare su centinaia di applicazioni, realizzate negli ultimi 10 anni. Alcuni impianti hanno più di 20 anni ed operano per cannibalizzazione dei loro compagni (esperienza dei Totem a Vicenza), altri sono molto recenti.

I limiti alla diffusione si è visto che non sono tanto gli aspetti economici, quanto le barriere alla prima installazione: processi autorizzativi e modalità di valorizzazione dell'elettricità, costi legati all'inserimento dei cogeneratori nell'impianto preesistente, costi di avvio, pratiche burocratiche, etc. Questi problemi sono noti da anni: le disposizioni di legge hanno cominciato ad affrontare i problemi principali, mentre la normativa europea ha affrontato quelli degli impianti più grandi, ma non si è ancora affrontato in modo organico il tema dei microimpianti, specie in riferimento ad utenze civili di tipo condominiale, siano esse residenze o attività del terziario.

In una visione ottimistica, partendo da una decisa volontà politica del MSE e dell'AEEG di promuovere queste soluzioni, occorrerà coinvolgere gli Uffici delle Finanze, i Vigili del Fuoco, le Procedure Autorizzative Comunali e delle ARPA ed infine i Distributori di Elettricità e del Gas per creare le condizioni per uno sviluppo di massa.



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Un periodo di 3-5 anni è il minimo necessario per modificare lo status quo delle regole, passando attraverso le seguenti fasi:

- approvazione delle nuove regole;
- diffusione delle stesse;
- monitoraggio dell'applicazione;
- aggiustamenti in funzione dell'evoluzione del mercato, delle reazioni dei soggetti coinvolti e dei possibili ricorsi;
- emanazione di norme CTI-UNI-CEI;
- modulazione degli incentivi in funzione dell'evoluzione e di come le ESCO e le imprese italiane si attrezzano per rispondere alla crescita del mercato.

Ne deriva che, se nel corso del 2008 si realizzerà il processo di avvio del nuovo mercato, gli effetti di diffusione non saranno evidenti prima del 2010-2012.

Rispetto al 2015 il fattore limitante non è costituito dalle potenzialità di applicazione nel mercato, ma dal numero e dalla forza di urto degli operatori attivi, quindi sostanzialmente dal mercato attuale.

L'esame delle barriere ha infatti indicato come un impianto di cogenerazione non sia un telefonino, che il cliente compra e può usare anche in modo limitato senza leggere larga parte delle istruzioni. Un cogeneratore va installato e va dimensionato in modo da gestirlo tenendo conto del contesto del cliente, specie per il settore residenziale: i venditori capaci di fare questo lavoro oggi sono pochissimi ed il vero collo di bottiglia sarà formarne degli altri.

Da questo tipo di considerazione deriva la valutazione che, benché ci sia un mercato potenziale di almeno un milione di impianti al 2020, dato il ritardo accumulato ci si potrebbe dichiarare molto soddisfatti se nei prossimi cinque anni (2010-2015) si riuscissero ad installare 10÷15 mila impianti di taglia media attorno ai 5÷10 kW<sub>e</sub>, ossia più o meno il numero di installazioni Dachs fatte in Germania negli ultimi 5÷6 anni nei condomini, sulla base del contatore condominiale e della ripartizione dei benefici ai condomini.

Qualora si verificano un complesso di coincidenze positive, quali il successo di iniziative di imprese come la Merloni sullo Stirling o di altre sulle celle a combustibile e, parallelamente, la scelta di Enel di valorizzare le attività svolte dal CESI e di entrare pesantemente nel settore (le società ex municipalizzate sono impegnate nel teleriscaldamento) o di ENI di difendere e promuovere il mercato dei piccoli clienti civili Italgas, allora si potrebbero attendere, per il 2015, circa 10.000 impianti con potenza media attorno ai 10 kW<sub>e</sub> e circa 100.000 impianti di potenza attorno ad 1 kW<sub>e</sub>.

Se invece persisteranno le attuali difficoltà e non si verificheranno precise scelte imprenditoriali, quindi in uno scenario negativo, ci si potrebbe aspettare una certa spinta per il trasferimento di tecnologie sviluppate fuori Italia e scelte autonomamente da piccoli consumatori, con circa 1÷2



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

mila impianti di taglia media attorno a 20 kW<sub>e</sub> installati al 2015 ed un trend più o meno costante nell'ordine delle 100-150 nuove macchine l'anno.

Per il 2020 si ritiene poco utile fare delle stime, in quanto l'orizzonte temporale allargato potrebbe completamente cambiare il quadro attuale e rendere possibili soluzioni alternative. In ogni caso si attende una crescita moderata nel primo scenario (30.000-100.000 macchine), una possibile crescita forte nel secondo (si potrebbe arrivare attorno al milione di macchine), mentre nel terzo scenario sarebbe più probabile una contrazione del già limitato mercato.

I Diagrammi seguenti offrono una rappresentazione grafica dei tre scenari, rispettivamente in scala lineare ed in scala logaritmica.

### Numero cumulato di unità installate

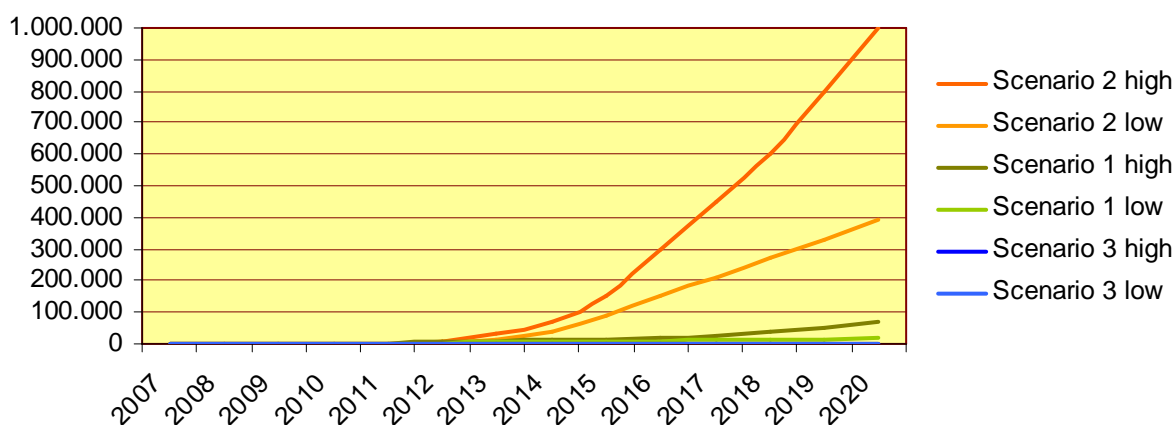


fig.1

### Numero cumulato di unità installate

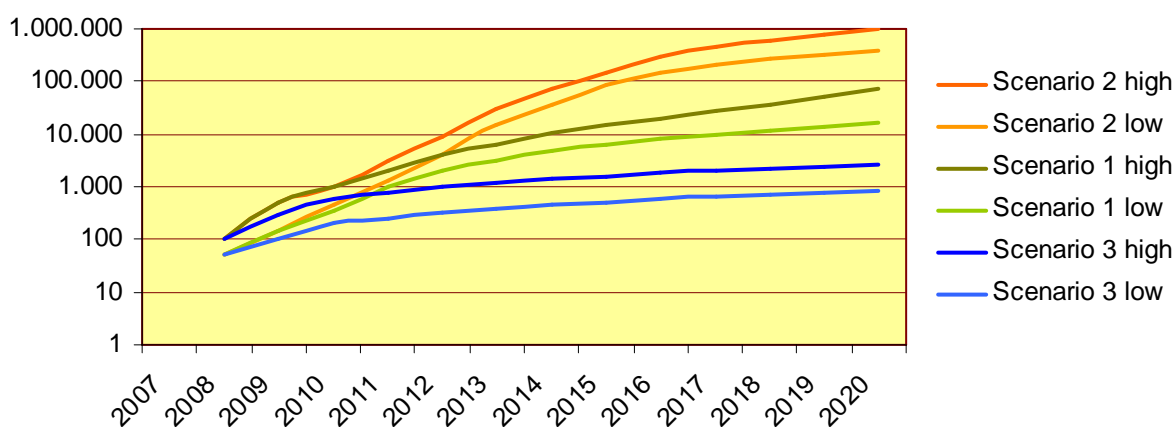


fig.2



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

## RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Macchi E., Campanari S., Silva P. *“La microcogenerazione a gas naturale”*, ed. Polipress, 2006
- [2] [www.energianova.it](http://www.energianova.it)
- [3] [www.energifera.com](http://www.energifera.com)
- [4] [www.tedom.eu](http://www.tedom.eu)
- [5] Tomassetti G. *“Generazione distribuita e cogenerazione. Le barriere alla diffusione”*, La Termotecnica, Marzo, 2003
- [6] [www.energie-cites.org/cogen-challenge](http://www.energie-cites.org/cogen-challenge)
- [7] [www.senertec.de](http://www.senertec.de)
- [8] Belvedere C. - Cogena *“Unità di microcogenerazione e piccola cogenerazione - Installazione ed esercizio - Procedure autorizzative semplificate”*, Documento di proposta, 2007
- [9] Allegato protocollo n.1129-2007 CB 3 DM MSE microcogenerazione rev26
- [10] Di Santo D. *“Studi di fattibilità nella cogenerazione”*, corso ENEA/FIRE per Energy Manager, Napoli, Ottobre 2006
- [11] [www.fire-italia.org](http://www.fire-italia.org)
- [12] Di Santo D. *“Gli incentivi per l'efficienza energetica”*, corso ENEA/FIRE per Energy Manager, Napoli, Ottobre 2006
- [13] Forni D. *“Microcogenerazione nel Paese del Sol Levante”*, Rivista Gestione Energia, Fabiano Editore, trimestre n.3, 2006
- [14] Grecchi M. - Senertec GmbH *“Fiscalità e incentivi sulla microcogenerazione in Europa”*, documento d'uso interno gruppo CTI, 2006
- [15] [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [16] [www.istat.it](http://www.istat.it)
- [17] [www.guidagpl.it](http://www.guidagpl.it)
- [18] [www.guidametano.com](http://www.guidametano.com)
- [19] Federalberghi, Rapporto sul Sistema Alberghiero in Italia, 2007
- [20] CTI, Misurazione ex-ante delle prestazioni energetiche, Bozza di norma, 2007
- [21] Carbon Trust, The Carbon Trust's Small-Scale CHP field trial update, 2005
- [22] Externe, *“Fuel Cycles for Emerging and End-Use Technologies, Transport & Waste”*, 1999
- [23] [www.stmpower.com](http://www.stmpower.com)
- [24] [www.sunpower.com](http://www.sunpower.com)
- [25] [www.whispergen.com](http://www.whispergen.com)
- [26] [www.infiniacorp.com](http://www.infiniacorp.com)



Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

- [27] Vanni F. *“Impianto di microturbina a gas alimentato a biomassa”*, Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica, Università di Firenze, A.A. 2003/2004
- [28] [www.fuelcells.org](http://www.fuelcells.org)
- [29] [www.yazakienergie.com](http://www.yazakienergie.com)
- [30] [www.eaw-energieanlagenbau.de](http://www.eaw-energieanlagenbau.de)
- [31] [www.rotartica.com](http://www.rotartica.com)
- [32] [www.sonnegwaermeag.com](http://www.sonnegwaermeag.com)
- [33] [www.climatewell.com](http://www.climatewell.com)
- [34] Carbon Trust, Interim Report on microCHP, 2007
- [35] [www.anaci.it](http://www.anaci.it)
- [36] [www.ascomac.it/sezionec/pag341\\_c.aspx](http://www.ascomac.it/sezionec/pag341_c.aspx)