

UNIVERSITA' DI PADOVA  
FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA  
ELETTROTECNICA

ELABORATO FINALE

"La Cogenerazione ad Alto Rendimento:  
il quadro normativo italiano e  
l'analisi economica per un caso reale"

"High-efficiency Cogeneration:  
the Italian regulatory framework and  
economic analysis for a real case"

RELATORE: CH.MO PROF. GIUSEPPE ZOLLINO

LAUREANDO: AMEDEO MORATELLI

ANNO ACCADEMICO 2009 - 2010



# INDICE

1 INTRODUZIONE.....	5
1.1 LA COGENERAZIONE.....	5
1.2 LA COGENERAZIONE IN ITALIA.....	8
2 QUADRO NORMATIVO.....	16
2.1 QUADRO NORMATIVO A LIVELLO INTERNAZIONALE.....	16
2.2 NORMATIVA ITALIANA.....	18
2.3 NORMATIVA RIGUARDANTE LA COGENERAZIONE.....	21
2.3.1 DELIBERAZIONE DELL' AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS N. 42/02.....	21
2.3.2 DIRETTIVA 11 FEBBRAIO 2004 DEL PARLAMENTO E DEL CONSIGLIO EUROPEO, N. 2004/8/CE E DECRETO LEGISLATIVO DELL'8 FEBBRAIO 2007, N.20.....	24
3 I BENEFICI PREVISTI ALLA COGENERAZIONE.....	31
3.1 I BENEFICI.....	31
3.2 TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE – CERTIFICATI BIANCHI).....	43
3.2.1 TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA PER LA COGENERAZIONE.....	48
3.3 LA FISCALITA' DELLA COGENERAZIONE.....	51
3.4 SCAMBIO SUL POSTO (TISP).....	53
3.5 RITIRO DEDICATO.....	57
4 ANALISI ECONOMICA PER UN CASO REALE.....	61
I parte	
4.1.1 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA (IRE) E DEL LIMITE TERMICO (LT) SECONDO LA DELIBERAZIONE 19 MARZO 2002 N. 42.....	62
4.1.2 CALCOLO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA COGENERAZIONE SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20.....	66
4.1.3 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20.....	69
4.1.4 CALCOLO DEI TEE SECONDO SCHEDA TECNICA 22-BIS.....	72
4.1.5 COSTI INDUSTRIALI DI PRODUZIONE.....	79
4.1.6 STRUMENTI E INDICI ECONOMICI.....	82
4.1.6.1 FLUSSO DI CASSA NEL TEMPO.....	82
4.1.6.2 PAY BACK DELL' IMPIANTO.....	83
4.1.6.3 TASSO MEDIO ANNUO DI REDDITIVITA' (ROI).....	83
4.1.6.4 TASSO INTERNO DI REDDITIVITA' (TIR).....	84
4.1.6.5 VALORE ATTUALE NETTO (VAN) E INDICE DI PROFITABILITA' (PI).....	84
II parte	
4.2.1 CARATTERISTICHE INTERVENTO.....	86
4.2.1.1 DIMENSIONAMENTO GENERATORI DI CALORE.....	92
4.2.1.2 CENTRALE COGENERATIVA.....	93
4.2.1.3 RETE DI DISTRIBUZIONE.....	95
4.2.1.4 SOTTOCENTRALE DI UTENZA.....	96

4.2.2 TERMINI DELL'INIZIATIVA.....	98
4.2.3 ANALISI DELL'INVESTIMENTO.....	100
4.2.3.1 COSTI DI INVESTIMENTO.....	102
4.2.3.2 COSTI DI GESTIONE.....	103
4.2.3.3 RICAVI.....	104
4.2.4 CONCLUSIONE.....	115
BIBLIOGRAFIA.....	117

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 LA COGENERAZIONE

Negli ultimi anni a livello mondiale e soprattutto a livello europeo si sta assistendo ad un sempre crescente interesse sia da parte del mondo politico, sia economico e sia civile per l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia e per l'efficienza energetica.

Interesse scaturito dalla concomitanza di più fattori decisamente significativi quali:

- la preoccupazione e la paura per un sistema energetico attuale non sostenibile sul piano ambientale nel lungo come nel breve termine;
- una continua crescita del prezzo dei combustibili fossili;
- approvvigionamenti energetici sempre più minacciati e insicuri;
- una volontà di incrementare l'innovazione tecnologica delle imprese europee, sempre più minacciate nei settori tradizionali dalla concorrenza dei paesi a più basso costo di produzione.

Si sta cercando sempre più di sviluppare, commercializzare e anche sostenere economicamente tramite un'adeguata normativa, tutte quelle tecnologie che o permettono l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e/o permettono di sfruttare al meglio l'energia prodotta (efficienza energetica).

Fra questa ultima "categoria di tecnologie" troviamo sicuramente la cogenerazione. Il Parlamento Europeo ai fini del raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico ha riconosciuto la cogenerazione come una delle tecnologie più importanti, includendo fra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione della tecnologia di cogenerazione.

Con il termine di cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica ottenute in impianti appositi utilizzando la stessa energia primaria. La cogenerazione si basa sul principio fondamentale seguente: in qualsiasi ciclo termodinamico diretto, grazie al quale è possibile estrarre lavoro utile (nel nostro caso energia meccanica/elettrica), parte del calore a più elevata temperatura entrante nel ciclo deve necessariamente essere ceduto a più bassa temperatura. Tale quota di calore ceduto rappresenta quindi una perdita nel processo di conversione dell'energia, che nel caso della cogenerazione viene in parte recuperata raggiungendo livelli di efficienza molto elevati.

Solitamente per produrre la sola energia elettrica si utilizzano centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia primaria nell'ambiente in quanto energia termica di scarso valore termodinamico.

Invece tradizionalmente per produrre la sola energia termica si usano delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, a elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Quindi, se un'utenza richiede energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia ed acquistare l'energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, impiegando il calore residuo, a più bassa temperatura, per soddisfare le esigenze termiche.

Per quantificare e rendere evidente tale vantaggio si riporta un semplice confronto tramite le due figure seguenti, in cui, a fronte di uguali quantitativi energetici richiesti dalle utenze termica ed elettrica, il sistema cogenerativo utilizza un quantitativo di combustibile inferiore rispetto al quantitativo complessivo necessario nel caso di generazione separata. Come valori di riferimento separato si utilizzano per l'elettricità il valore di rendimento del parco di generazione nazionale e per il calore il valore di rendimento di un sistema di generazione locale di tipo convenzionale (caldaia tradizionale).

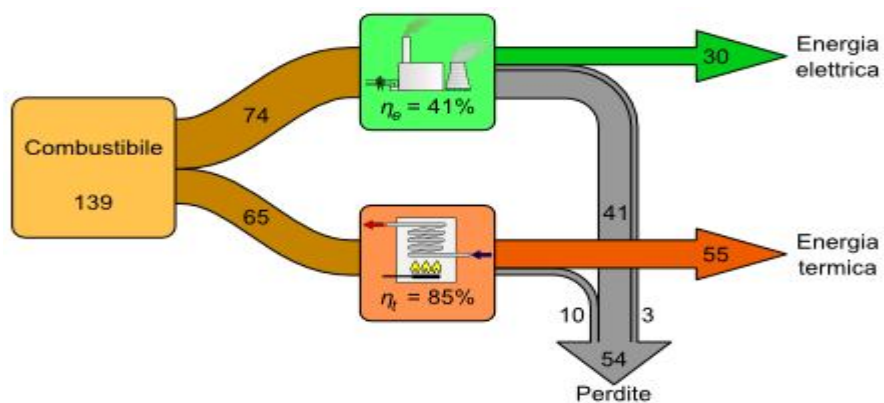


Figura 1.1 - Efficienza energetica del sistema convenzionale.

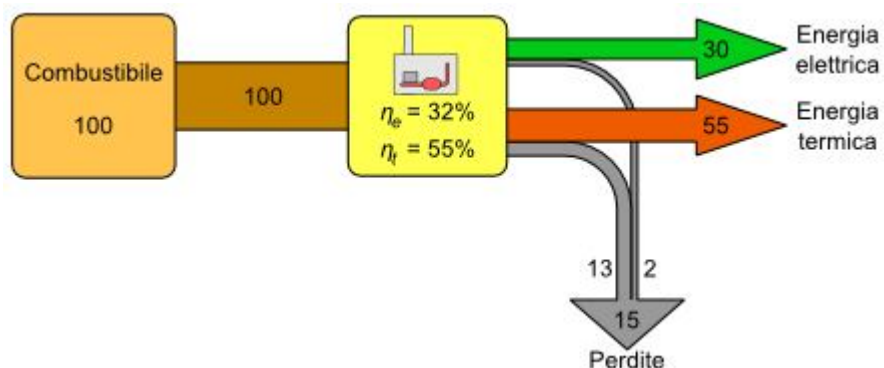


Figura 1.2 - Efficienza energetica del sistema cogenerativo.

Ovviamente il risparmio di combustibile varia da caso a caso ed è non sempre di facile individuazione. Le condizioni ideali per una conveniente applicazione della cogenerazione sono:

- contemporaneità di richiesta di energia termica ed elettrica o, in assenza di utenza nella breve distanza, la possibilità di accumulo dell'energia termica e/o di allacciarsi e scambiare o vendere l'elettricità alla rete;
- idoneo rapporto carico elettrico e carico termico delle utenze da abbinare alle potenze elettrica e termica generate dalle macchine cogenerative in commercio;
- disponibilità commerciale di macchine di potenza corrispondente alla potenza calcolata che permette il risparmio energetico ottimale.

La produzione combinata rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, nei casi efficaci, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, ecc.) sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico);
- minori perdite legate alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia elettrica per il sistema nazionale, dovute alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di tecnologie di produzione e modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, sia per usi civili sia industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).
- un ulteriore risparmio economico legato al costo dell'impianto di cogenerazione che è normalmente più basso della somma del costo degli impianti di produzione separata. La riduzione del costo può arrivare anche ad un 20 ÷ 30%;
- un aumento dell'affidabilità della fornitura di energia all'utenza in quanto l'allacciamento alla rete elettrica di piccoli impianti può garantire una fornitura ininterrotta all'utenza sia in caso di interruzione del funzionamento dell'impianto, sia della fornitura energetica dalla rete;
- un aumento della stabilità della rete elettrica perchè gli impianti di cogenerazione offrono un significativo supporto alle reti elettriche durante i periodi di sovraccarico (es. per i freddi mesi invernali) infatti la richiesta di calore è soddisfatta dal ciclo cogenerativo anziché da un ciclo sostenuto dall'energia elettrica.

## 1.2 LA COGENERAZIONE IN ITALIA

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. L'energia elettrica non presenta grosse perdite legate al trasporto e può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene quindi sia autoconsumata che immessa in rete in relazione ai vari casi. L'energia termica può essere trasportata mediante la canalizzazione di un fluido vettore all'interno di apposite condotte, ma presenta grossi costi economici e elevate perdite dovute al forte effetto di dispersione termica. Quindi il calore per evitare costi e perdite eccessive, non viene trasportato per lunghe distanze ma viene utilizzato quasi sempre da utenze molto vicine all'impianto di produzione.

I classici utilizzi e relativi fluidi vettori utilizzati sono: vapore o acqua calda/surriscaldata, per usi di processo industriali o civili (es. riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento) e l'aria calda per processi industriali di essiccamento. Anche la temperatura del fluido in uscita dipende dal tipo di utilizzo che è richiesto: elevate temperatura e pressioni nei processi industriali e basse temperature per il riscaldamento civile. Esistono poi anche situazioni miste in cui si ha produzione di calore a vari livelli di temperatura e pressione, quale ad esempio, uno stabilimento industriale dove il calore ad alte temperature viene destinato alle lavorazioni, mentre quello a più bassa temperatura viene destinato al riscaldamento degli ambienti produttivi, agli uffici o ai magazzini come anche alla produzione dell'acqua calda per gli usi sanitari (ACS).

Sta prendendo sempre più piede l'utilizzo della Trigenerazione, cioè la produzione combinata di elettricità, calore e freddo. La trasformazione dell'energia termica in energia frigorifera è resa possibile dall'impiego del ciclo frigorifero ad assorbimento il cui funzionamento si basa sull'assorbimento del vapore del fluido frigorifero.

Lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento rende conveniente l'impiego della cogenerazione sia per processi industriali frigoriferi, sia per il raffrescamento di ambienti durante il periodo estivo e quindi per un numero di ore maggiore all'anno.

Processo ancora più spinto è quello della "quadrigenerazione" e cioè la produzione di elettricità, calore, freddo e acqua potabile tramite un processo di desalinizzazione dell'acqua marina ristretto al solo all'ambito navale e per ora poco documentato.



Limitandoci alla (tri-)cogenerazione secondo il rapporto RSE/2009/18 nato dalla collaborazione congiunta dell'ENEA e del Ministero dello Sviluppo Economico e la relazione sullo sviluppo della CAR relativa all'anno 2007 pubblicata dal GSE le tecnologie più utilizzate sono riportate nelle seguenti tabelle. Nella prima si elencano tutte le tecnologie cogenerative specificando il combustibile utilizzato, il livello tecnologico raggiunto e la diffusione attuale della tecnologia in esame:

<b>Tecnologia</b>	<b>combustibile</b>	<b>Tecnologia (1)</b>	<b>Diffusione (2)</b>
Motori alternativi a combustione interna (MCI)	<i>gas naturale, gasolio</i>	C	*****
	<i>biogas e biocarburanti</i>	C	****
	<i>oli vegetali</i>	D	***
Turbine a gas di taglia medio-piccola (1÷10 MWe)	<i>gas naturale</i>	C	*****
	<i>biogas</i>	D	***
Micro turbine a gas (MTG)	<i>gas naturale</i>	C	***
	<i>biogas</i>	D	**
Impianti con turbine a vapore	<i>combustibili fossili, rifiuti e biomasse di diversa natura</i>	C	*****
Cicli Rankine a fluido organico (ORC)	<i>combustibili fossili, biomasse</i>	C	***
Micro-cicli Rankine	<i>combustibili fossili, biomasse</i>	D	-
Cicli combinati	<i>gas naturale</i>	C	**
	<i>biogas</i>	D	*
Motori Stirling	<i>combustibili fossili, biomasse</i>	D	-
Celle a combustibile (FC)	<i>idrogeno, metanolo, gas naturale, gpl</i>	P	-
Termo-fotovoltaico (TPV)	<i>combustibili fossili, biomasse</i>	P	-

(1) "C" consolidata, "D" disponibile, "P" a livello di prototipo

(2) da una a cinque asterischi in base alla diffusione

Tabella 1.1 – Tecnologie per la cogenerazione [1]

<b>Tecnologia</b>	<b>Tecnologia (1)</b>	<b>Diffusione (2)</b>
Pompe di calore ad azionamento elettrico	C	*****
Pompe di calore ad azionamento meccanico	C	****
Pompe di calore ad assorbimento	C	**

Tabella 1.2 – Tecnologie elettriche e non elettriche per il caldo [1]

Tecnologia	Tecnologia (1)	Diffusione (2)
Frigoriferi ad azionamento elettrico	C	*****
Frigoriferi ad azionamento meccanico	C	****
Frigoriferi ad assorbimento	C	***
Dessiccant cooling	D	*

Tabella 1.3 – Tecnologie elettriche e non elettriche per il freddo [1]

Mentre se si va ad analizzare la potenza installata con riferimento alle tecnologie elettriche alimentate a combustibile per la cogenerazione, ovvero i motori primi utilizzati, si può osservare la seguente figura dove sono riportate le potenze installate nelle tecnologie più diffuse relative all'anno 2007.

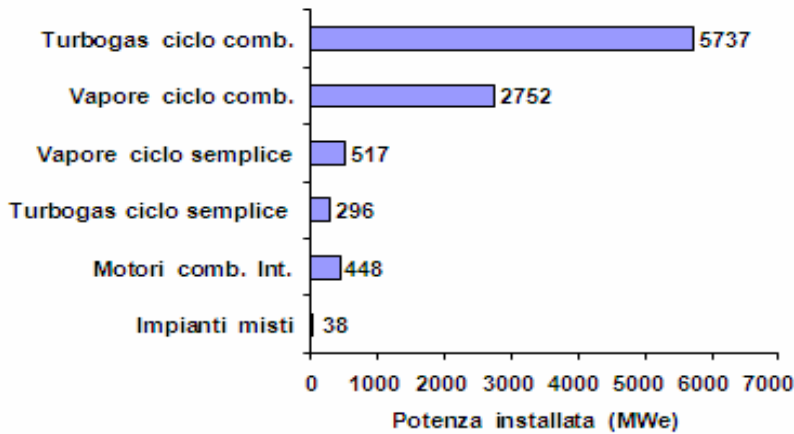


Figura 1.3 - Potenza installata in impianti di cogenerazione suddivisa in funzione della tecnologia utilizzata (dati GSE, anno 2007) [2]

Mentre la situazione cambia se si va ad analizzare i dati relativi agli impianti con potenza inferiore ai 10 MVA, in tale fascia, come si nota dalla figura seguente gli impianti a ciclo combinato sono molto meno diffusi rispetto alle altre tecnologie.

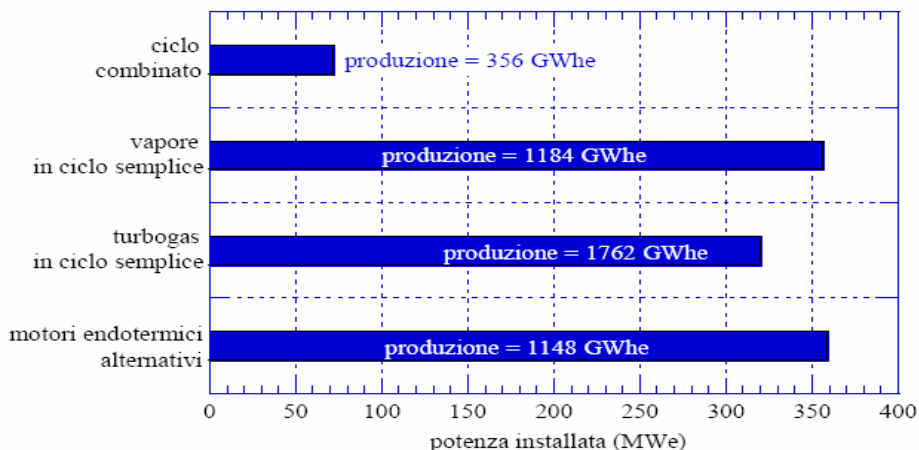


Figura 1.4 - Potenza installata in impianti di cogenerazione con taglia inferiore a 10 MVA suddivisa in funzione della tecnologia utilizzata (dati AEEG, anno 2005) [1]

Nella cogenerazione tramite impianti con potenza inferiore ad 1 MWe addirittura sono i motori endotermici alternativi che la fanno da padroni rappresentando quasi la totalità delle installazioni presenti.

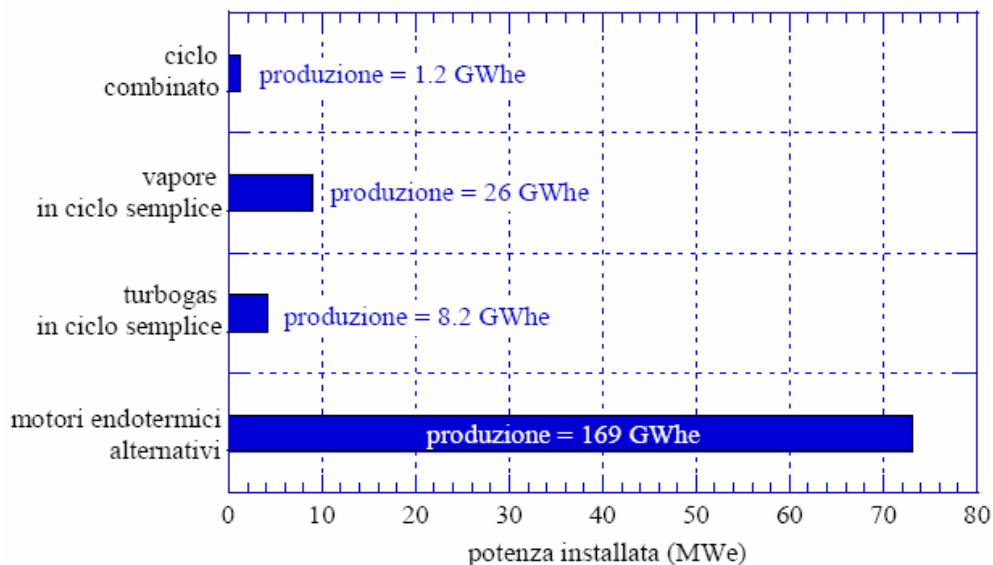


Figura 1.5 - Potenza installata in impianti di cogenerazione con taglia inferiore ad 1 MWe suddivisa in funzione della tecnologia utilizzata (dati AEEG, anno 2005) [1]

Definendo il concetto normativo di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) quale la produzione in assetto cogenerativo che rispecchia dei determinati vincoli (concetto ampiamente approfondito nei capitoli successivi) a livello italiano gli impianti che nel 2007 hanno prodotto in regime di CAR rappresentano una potenza elettrica installata di 9800 MW complessivi, approssimativamente il 10% del parco totale di generazione italiano ed il 13% del solo parco termoelettrico. Si tratta nella maggioranza dei casi di impianti di taglia piccola e media, ma non mancano, tuttavia, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), che solitamente si trovano all'interno di importanti siti industriali.

La potenza media installata in relazione all'attività economica nella quale si colloca varia molto, partendo da qualche centinaio di kW per attività di servizi quale casi di riposo e simili, fino alle centinaia di MW tipiche dell'industria pesante.

Attività	Potenza installata media (MW)
Impianti sportivi	0,1
Case di riposo e simili	0,1
Alberghi e ristoranti	0,2
Commercio	0,7
Istruzione	1,0

Ospedali	1,2
Ind tessile	1,3
Ind ceramica	3,8
Concerie	4,0
Ind elettronica	9,0
Lavoraz legno	9,6
Ind alimentare	11,6
Riscald e teleriscald	14,3
Non noto	18,7
Ind cartaria	20,8
Ind automobilistica	30,5
Ind chimica e petrolchimica	132,6
Raffinaz petrolio	195,7

Tabella 1.4 - Taglia media delle sezioni di CAR per alcune categorie di attività economica (anno 2007) [2]

Qui è poi riportata la curva cumulata della potenza elettrica complessiva dei motori primi per le sole sezioni di impianto che hanno operato in CAR.

Come si può osservare, la potenza installata è inferiore a 10 MW nel 75% dei casi, mentre circa un terzo degli impianti ha potenza inferiore ad 1 MW (piccola cogenerazione) e la micro-cogenerazione (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta appena l'1% del totale.

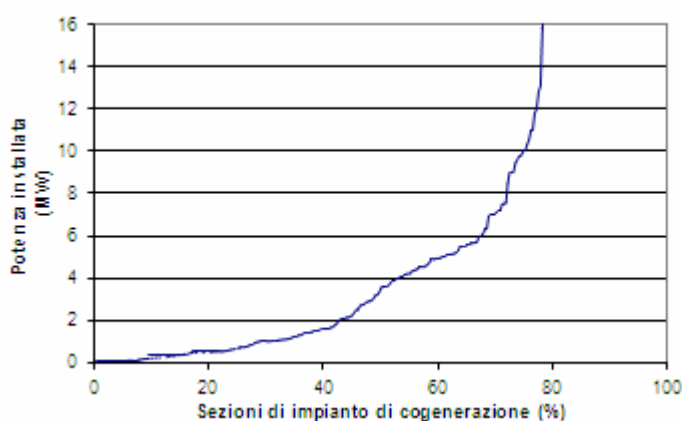


Figura 1.6 - Distribuzione delle potenze elettriche degli impianti di CAR in Italia (curva cumulata, anno 2007, potenze fino a 16 MW) [2]

Per quanto riguarda invece i valori energetici nel corso del 2007, in Italia, sono stati prodotti in regime di cogenerazione semplice circa 108 TWh elettrici e circa 57 TWh termici di cui in regime di CAR circa 23 TWh elettrici e 32 TWh termici. L'energia elettrica prodotta in CAR è stata pari

all'8% dell'intera produzione elettrica nazionale del 2007, ed al 9% della produzione di origine termoelettrica.

Il combustibile di più comune impiego è risultato essere il gas naturale, seguito dai combustibili di processo e dal TAR di raffineria.

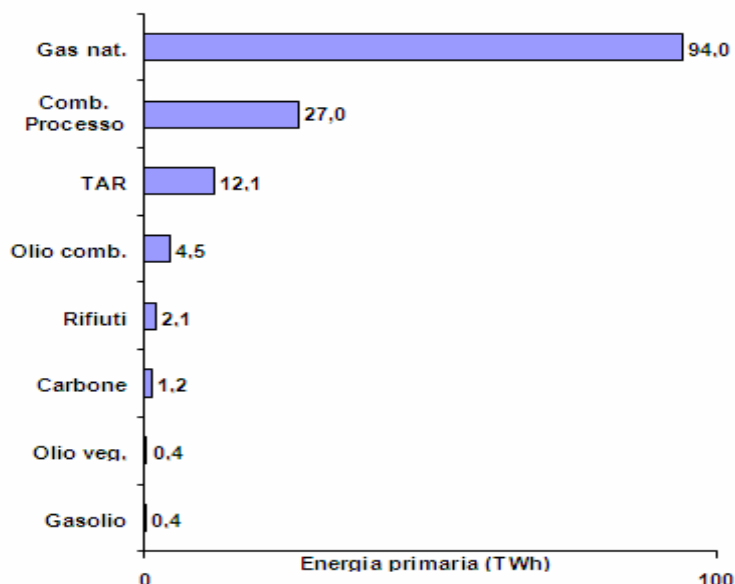


Figura 1.7 - Principali tipi di combustibile, e relative quantità totali, impiegati da impianti di CAR nel 2007 [2]

Oltre all'indice di risparmio di energia primaria ("Primary Energy Saving", PES) da cui deriva il riconoscimento di CAR, un altro parametro che si adotta comunemente per valutare l'efficienza energetica degli impianti di cogenerazione è il rendimento di primo principio ( $\eta_1$ ). Si tratta del rapporto tra la somma delle potenze rese all'utenza (elettrica e termica utile) e quella delle potenze fornite dalla fonte energetica (cioè del combustibile utilizzato).

Il rendimento di primo principio considera dunque sia la potenza elettrica che quella termica prodotte dall'impianto. In Tabella 1.5 sono riportati, per le varie categorie di attività associate agli impianti di CAR, i valori medi ponderali del rendimento di primo principio e dell'indice PES, relativi alla produzione 2007.

Attività	Rendimento medio (%)	PES medio (%)
Case di riposo e simili	85,2	19,8
Ind alimentare	82,4	25,0
Impianti sportivi	80,5	20,7

<b>Lavoraz legno</b>	<b>80,3</b>	<b>24,7</b>
<b>Ind ceramica</b>	<b>79,6</b>	<b>21,4</b>
<b>Ind tessile</b>	<b>77,3</b>	<b>17,7</b>
<b>Ospedali</b>	<b>76,0</b>	<b>19,9</b>
<b>Commercio</b>	<b>75,8</b>	<b>20,9</b>
<b>Istruzione</b>	<b>71,0</b>	<b>15,0</b>
<b>Alberghi e ristoranti</b>	<b>70,2</b>	<b>10,1</b>
<b>Ind cartaria</b>	<b>69,3</b>	<b>18,1</b>
<b>Ind chimica e petrolchimica</b>	<b>66,8</b>	<b>30,9</b>
<b>Concerte</b>	<b>65,2</b>	<b>22,6</b>
<b>Riscald e teleriscald</b>	<b>64,6</b>	<b>32,6</b>
<b>Ind elettronica</b>	<b>63,0</b>	<b>21,0</b>
<b>Raffinaz petrolio</b>	<b>54,6</b>	<b>25,3</b>
<b>Ind automobilistica</b>	<b>54,3</b>	<b>30,2</b>

Tabella 1.5 - Prestazioni degli impianti di CAR nel 2007: rendimento di primo principio e indice PES per le principali categorie di attività (anno 2007) [2]

Il rendimento dipende soltanto dalle quantità di energia prodotte e consumate, senza pesare null'altro, indica quindi in maniera diretta se l'impianto è gestito in modo efficiente.

L'indice PES considera invece, insieme con le modalità di esercizio dell'impianto, anche alcune sue caratteristiche strutturali ( taglia, tensione di connessione alla rete elettrica, combustibili utilizzati ed altro ancora) e le prestazioni degli impianti convenzionali che esso sostituisce (rendimenti di riferimento).

Il rendimento di primo principio e l'indice PES non possono quindi considerarsi equivalenti ed infatti sono largamente indipendenti l'uno dall'altro.

I risparmi in termini di combustibile (e quindi di inquinamento evitato) misurati e pubblicati dall'AEEG corrispondono ad un risparmio di combustibile per circa 36 TWh complessivi (oltre 3 milioni di TEP sulla base dei valori dell'anno 2007 e dei parametri di riferimento per la produzione separata di calore ed elettricità citati dall'Eurostat).

Varie ragioni, inoltre, inducono i relatori a dichiarare di ritenere che il risparmio di combustibile sia in realtà superiore al valore citato. Infatti, essi sottolineano come nei calcoli non si possono considerare tutti gli impianti che, pur producendo energia elettrica e calore, non sono stati segnalati al GSE (ad esempio perché gli indici di prestazione sono inferiori ai valori minimi richiesti). Ma tali impianti hanno tuttavia contribuito, sia pure in misura modesta, ad un ulteriore risparmio di combustibile primario.

#### COGENERAZIONE IN EUROPA

A livello europeo la quantità di energia elettrica prodotta mediante cogenerazione è con riferimento all'anno 2006 di circa 370TWh, ovvero circa il 11% della produzione elettrica. Osservando però i dati dei singoli paesi d'Europa si deduce che tale tecnologia possa essere ancora ampiamente sfruttata, i dati di produzione assoluta della Germania (più di 80TWh) e la percentuale rispetto alla produzione elettrica totale di vari paesi (oltre il 40% in Lettonia e Danimarca) ne sono la dimostrazione.

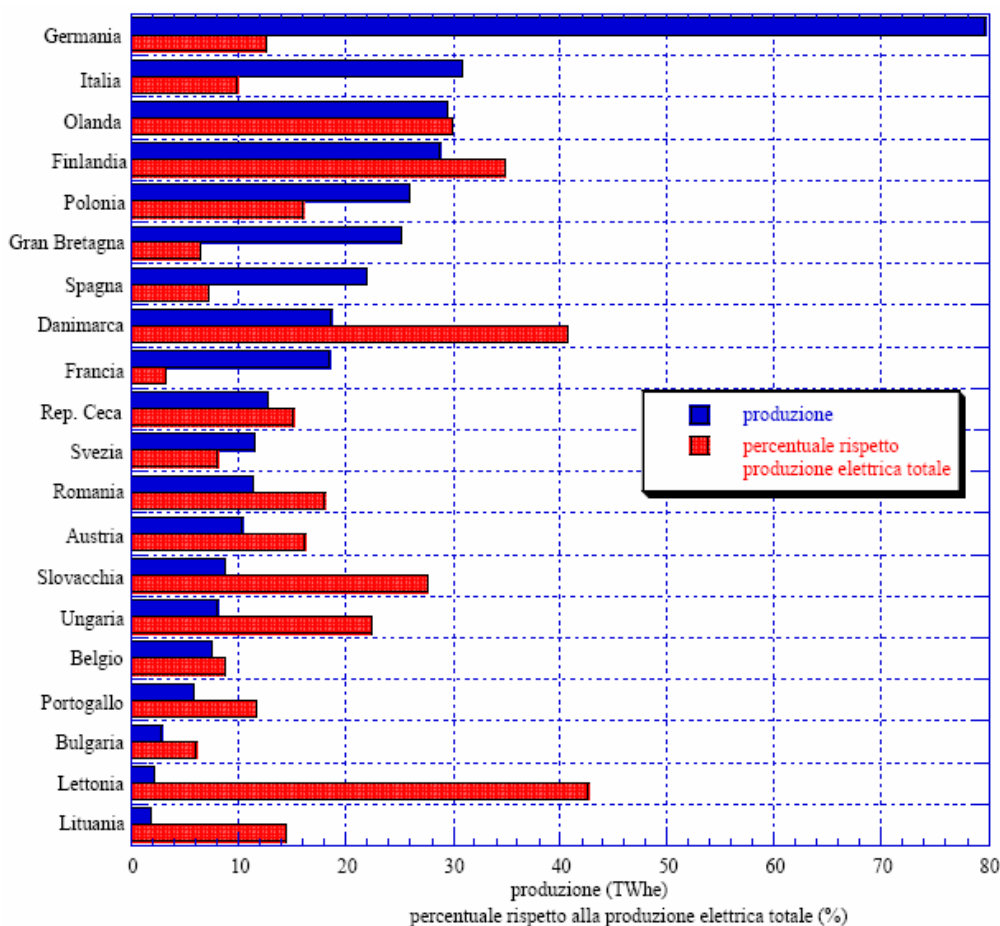


Figura 1.8 - Produzione di elettricità da cogenerazione (dati Eurostat, anno 2006) [1]

## 2 QUADRO NORMATIVO

### 2.1 QUADRO NORMATIVO A LIVELLO INTERNAZIONALE

Le Nazioni Unite, nel 1987, per la prima volta tramite il rapporto “Our Common Future” hanno introdotto il concetto di "sviluppo sostenibile".

Come già sottolineato la necessità di agire nella direzione del risparmio energetico e del miglioramento dell'efficienza energetica a livello normativo spesso viene trattata contemporaneamente alla necessità di sviluppare e incrementare l'uso delle fonti rinnovabili di energia. Essi infatti rientrano negli obiettivi di contenimento e riduzione di emissioni inquinanti e climalteranti come previsto da numerosi accordi internazionali e comunitari che si sono susseguiti negli anni. Se si vuole quindi analizzare la storia della normativa riguardante la promozione degli impianti a cogenerazione si deve analizzare tutta la normativa riguardante le misure utili per la riduzione dell'emissioni di CO<sub>2</sub> e i relativi accordi:

- *Risoluzione di Lussemburgo del 29/10/1990*, in cui l'UE si è posta l'obiettivo della stabilizzazione entro il 2000 delle emissioni di CO<sub>2</sub> ai livelli del 1990;
- *Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (1994)*, che l'Italia ha sottoscritto, insieme con altri 165 Paesi, e recepito con la Legge 15 gennaio 1994, n. 65, e che, tuttavia, anche se entrata in vigore come atto di diritto internazionale, non vincola realmente i Paesi industrializzati a ridurre o contenere le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma si limita ad auspicarne la stabilizzazione per prevenire gravi e irreversibili mutamenti climatici.

A livello italiano tale Convenzione, assieme alla Dichiarazione di Rio e all'Agenda XXI (1992), è stata recepita con Delibera 28/12/1993 da parte del CIPE nel *Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile in attuazione dell'Agenda XXI*.

In detto Piano, oltre a richiamare gli obiettivi dell'Agenda XXI, si riprendono gli obiettivi del *Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988*, della *Legge n. 9 del 1991*, della *Legge 10 del 1991* e del provvedimento *CIP 6/92*.

La normativa, come riferimento, per il sostegno alle fonti rinnovabili di energia dal 1992 al 2001 e ancora valido per gli impianti con contratti ancora in atto, anche per quanto concerne i criteri di “assimilabilità” alle fonti rinnovabili. Con successiva Delibera del CIPE del 2 agosto 2002, visto il programma d'azione Agenda XXI, è stata approvata la strategia d'azione ambientale



per lo sviluppo sostenibile in Italia.

Da allora, con il manifestarsi sempre più evidente della correlazione tra cambiamenti climatici e inquinamento di origine antropica, si sono susseguiti altri eventi internazionali, che hanno portato all'emanazione di ulteriori atti (protocolli) impegnativi anche per l'Italia.

Alla luce di ciò l'UE ha emanato, nell'ambito della propria politica energetica e ambientale, una serie di Direttive finalizzate a promuovere le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza negli usi finali tra cui possiamo ricordare:

- *Direttiva 96/61/CE* in materia di utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti e della riautorizzazione di quelli esistenti;
- *Direttiva 96/92/CE* che stabiliva le regole comuni per il mercato interno dell'elettricità relativamente a produzione, trasporto e distribuzione (recepita dal Decreto Legislativo del 16/03/1999 n. 79);
- *Protocollo finale della Conferenza di Kyoto* del dicembre 1997 per la riduzione concertata dei principali gas responsabili dell'effetto serra (gas-serra), che ha portato alla stesura di successivi documenti tecnici molto complessi, di cui si accenna più avanti;
- *Direttiva 98/30/CE* dell'11 maggio 1998 in materia di distribuzione e vettoriamento del gas naturale;
- *Direttiva 2001/77/CE* del 27/09/01 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (22% entro il 2010 per l'Unione Europea a 15 ), (recepita con Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003, n. 387);
- *Direttiva 2002/91/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio "sul rendimento energetico nell'edilizia" e in particolare sulle prestazioni energetiche degli edifici, che emenda in parte la Direttiva 93/76/CEE del 13 settembre 1993 (COM 2001 – 226 def.);
- *Direttiva 2003/30/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti (5,75% entro il 2010);
- *Direttiva 2003/87/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio;
- *Direttiva 2003/96/CE* del Consiglio che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità;
- *Direttiva 2004/8/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione della co-generazione in base alla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 92/42/CEE;
- *Direttiva 2004/101/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio recante modifica della

Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto;

- *Direttiva 2003/54/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE;
- *Direttiva 2003/55/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE;
- *Direttiva 2006/32/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della Direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- *Direttiva 2007/74/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della Direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- *Direttiva 2008/1/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
- *Direttiva 2008/50/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.

(aggiornato al 01 gennaio 2009)

Tutte le Direttive europee si caratterizzano per un forte impulso verso la coesistenza e l'armonizzazione tra: riduzione dell'inquinamento, liberalizzazione dei mercati e competitività, che possono e devono coesistere.

## 2.2 NORMATIVA ITALIANA

All'interno del quadro internazionale si colloca la normativa energetica nazionale, che si è tradotta in numerosi atti legislativi, risalenti alle prime "crisi energetiche".

Il principale documento di politica energetica nazionale, cui fare riferimento, ed in cui si definiscono obiettivi e priorità della politica energetica in Italia, è il Piano Energetico Nazionale. L'ultimo aggiornamento, approvato dal Consiglio dei Ministri risale al lontano agosto 1988. Né sono ancora validi gli obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico) ma ormai è un

documento datato. Nel frattempo ha subito notevoli mutamenti sia il quadro istituzionale sia quello del mercato, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo.

Ad esso negli anni si sono susseguiti innumerevoli atti normativi e per quanto concerne le fonti rinnovabili, la produzione ed il vettoriamento dell'energia elettrica e del gas ed il recepimento delle Direttive europee ed internazionali del settore, gli atti di indirizzo e le leggi di carattere generale, che influiscono sull'evoluzione del settore, sono principalmente i seguenti:

- *Piano Energetico Nazionale (PEN 1988)*
- *Provvedimento CIP n. 6 - del 29 aprile 1992*
- *Legge 15 gennaio 1994, n. 65 - Ratifica della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (New York – 1992) (solo citata qui, in quanto priva di qualsiasi risvolto pratico)*
- *Legge 14 novembre 1995, n. 481 - Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità”, (richiamata in quanto istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in seguito: AEEG)*
- *Legge 14 novembre 1995, n. 481 - Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità”, (richiamata in quanto istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in seguito: AEEG)*
- *Legge 15 marzo 1997, n. 59 - recante “Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle Regioni ed Enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa”*
- *Legge 24 aprile 1998 n. 128 - recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee*
- *Deliberazione CIPE 19 novembre 1998 n. 137/98 - Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*
- *Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 - Decentramento Amministrativo, Ulteriore conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59*
- *Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 - di attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*
- *DM 11.11.99 - Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art.11 del D.Lgs. 16.3.99 n.79)*
- *DM 11.11.99 - Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art.11 del D.Lgs. 16.3.99 n.79)*
- *Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia*
- *Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 - Attuazione della Direttiva n. 98/30/CE recante norme per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della Legge 17 maggio 1999, n. 144*

- *DM 4.12.2000* - Progetto denominato “Comune solarizzato”
- *DM 22.12.2000* - Finanziamenti ai Comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica” (G.U. n.79 del 4/4/2001)
- *DM 22.12.2000* - Finanziamenti ai Comuni e alle Aziende del gas per l’installazione di sistemi per la produzione di calore a bassa temperatura” (G.U. n. 81 del 6/4/2001)
- *DM 16.03.2001* - Programma tetti fotovoltaici
- *DM 24.04.2001* - Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all’art.16 comma 4 del D.Lgs.23 maggio 2000 n.164
- *DM 10.09.2001* - Finanziamenti ad enti pubblici per l’installazione di impianti solari termici per produzione di calore a bassa temperatura
- *DL 7 febbraio 2002* - Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale
- *DPCM 8-03-2002* - Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell’inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione
- *Legge n. 55 del 9 aprile 2002* - Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 7 febbraio 2002, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale
- *Legge 1° giugno 2002, n. 120* - Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l’ 11 dicembre 1997
- *Legge 27 ottobre 2003, n. 290* - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delege al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità
- *Decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387* - di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativo alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità
- *Legge 239 del 23/8/2004* - riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia
- *Decreto MAP 28 luglio 2005* - Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare (come modificato dal Decreto 6 febbraio 2006)
- *Decreti 24 ottobre 2005* - Aggiornamento delle Direttive per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell’articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
- *Deliberazione 42/02 dell’AEEG* per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore
- *DM 28/07/2005 e DM 06/02/06* - “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”
- *Decreto Legislativo 30 maggio 2005, n.128* - “Attuazione della Direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell’uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti”

- *Decreto Ministeriale 19 Febbraio 2007*, - “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell’articolo 7 del DLgs 29.12.2003, n. 387” che definisce gli incentivi per la produzione di energia elettrica tramite pannelli fotovoltaici (Gazzetta Ufficiale n. 45 del 23.02.2007)
- *Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007, Ministero Sviluppo Economico* - Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili
- *Legge 24 Dicembre 2007, n. 244*, - (legge Finanziaria 2008), modifica il meccanismo dei Certificati Verdi
- *Decreto Ministeriale 29 aprile 2008, n. 110*, - Legge 27 dicembre 2006, n. 296 ministero dell’agricoltura, Criteri, condizioni e modalità per l’attuazione dell’obbligo di immissione di una quota minima di biocarburanti, ai sensi della legge Finanziaria 2007
- *DLgs 30/05/2008 n.115* - Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CEE
- *Legge 23 luglio 2009 n. 99* - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia

(aggiornato al 01 gennaio 2010)

## 2.3 NORMATIVA RIGUARDANTE LA COGENERAZIONE

### 2.3.1 DELIBERAZIONE DELL’AUTORITA’ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS N. 42/02

La prima importante definizione di cogenerazione all’interno della normativa italiana deriva dal Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 (articolo 2 comma 8) in attuazione della direttiva europea 96/92/CE. Esso ha definito la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (nel seguito solo Autorità). L’Autorità definì tali modalità con la delibera n. 42/02 "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" che, integrata e modificata, tuttora in parte mantiene la propria validità.

Essa definisce la cogenerazione come un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate energie utili, a partire da una qualsiasi combinazione di fonte primaria di energia. Tale processo deve essere realizzato da una sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore.

Impianto che deve rispettare due vincoli relativi ai due indici definiti all'interno della delibera n. 42/02. Indici indicati come:

- Indice di Risparmio Energetico (IRE);
- Limite Termico (LT).

#### INDICE DI RISPARMIO ENERGETICO (IRE)

L'indice IRE esprime il risparmio percentuale di energia primaria conseguito da una sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica durante un anno solare.

Per valutare tale risparmio si considerano due ipotetici impianti: uno in grado di produrre esclusivamente energia elettrica e l'altro esclusivamente energia termica. La nostra sezione viene quindi considerata come "sostituta" dei due ipotetici impianti e si va a confrontare i quantitativi di combustibile utilizzati a parità di potenza. Praticamente si va a confrontare il combustibile che i due ipotetici impianti avrebbero consumato con quello effettivamente utilizzato dall'impianto in esame. L'IRE tiene conto anche dell'eventuale risparmio che l'impianto realizza evitando, in tutto o in parte, le perdite dovute alla trasformazione ed al trasporto dell'energia elettrica prodotta. A ciò provvede il coefficiente  $p$  legato sia alla tensione di connessione alla rete pubblica sia alla quota di energia autoconsumata. I valori minimi e di riferimento sono definiti all'interno della stessa delibera e periodicamente aggiornati, mentre la formula utilizzata è la seguente:

$$\text{IRE} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{tciv}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{tind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq \text{IRE}_{\min}$$

dove:

$\text{IRE}_{\min}$  = valore minimo dell'indice IRE;

$E_c$  = energia primaria dei combustibili utilizzati;

$E_e$  = produzione di energia elettrica netta;

- $E_{t\text{civ}}$  = produzione di energia termica utile per usi civili;
- $E_{t\text{ind}}$  = produzione di energia termica utile per usi industriali;
- $\eta_{\text{es}}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica;
- $\eta_{\text{tsciv}}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica per usi civili;
- $\eta_{\text{tsind}}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica per usi industriali;
- $p$  = coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica.

#### INDICE DI LIMITE TERMICO

L'indice LT esprime invece l'incidenza percentuale dell'energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore. Al riguardo la normativa descrive il Limite Termico LT come il rapporto tra l'energia termica utile attualmente prodotta e l'effetto utile complessivamente generato su base annua dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte riferiti all'anno solare tramite la seguente formula:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{\text{min}}$$

dove:

$LT_{\text{min}}$  = valore minimo dell'indice LT;

$E_e$  = produzione di energia elettrica netta;

Et = produzione di energia termica utile.

I valori dei parametri sopraindicati sono sempre definiti dalla delibera n. 42/02 e successivamente aggiornati.

Tale delibera inoltre stabilisce che i produttori che intendono ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione dichiarino ogni anno al GSE sia le quantità di energia elettrica e termica prodotta sia la quantità di combustibile consumato per produrle. Il tutto accompagnato da informazioni tecniche riguardanti l'impianto. Basandosi su tali informazioni il GSE verifica per l'anno considerato che gli indici IRE e LT siano maggiori delle rispettive soglie minime e valendosi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, effettua verifiche ispettive sugli impianti sulla base di un programma annuale. (vedere capitolo 4.1.1 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA (IRE) E DEL LIMITE TERMICO (LT) SECONDO LA DELIBERAZIONE 19 MARZO 2002 N. 42 )

### 2.3.2 DIRETTIVA 11 FEBBRAIO 2004 DEL PARLAMENTO E DEL CONSIGLIO EUROPEO, N. 2004/8/CE E DECRETO LEGISLATIVO DELL'8 FEBBRAIO 2007, N.20

Il Parlamento e il Consiglio europeo con gli obiettivi di: armonizzare, a livello europeo, la definizione e la quantificazione dei prodotti della cogenerazione; accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la produzione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cogenerazione; ha emanato la Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento e del Consiglio Europeo, n. 2004/8/CE attuata dalla normativa italiana con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20.

Essa introduce vari strumenti basandosi sulla domanda di calore utile, sul risparmio di energia primaria e tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali.

Nodo centrale è il concetto di calore utile, sulla quale la normativa si basa. Esso è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione.

Gli strumenti che la normativa medesima introduce sono:

- la definizione di energia elettrica "quantificabile come cogenerativa" a partire dalla domanda di calore utile;
- la definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR);

prevedendo che gli stati membri riconoscano:



- una “garanzia d’origine”(GOc) solo all’energia elettrica quantificabile come generata e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento;
- ogni beneficio solo alla cogenerazione ad alto rendimento.

L’Italia con il Decreto 8 febbraio 2007, n.20 ha introdotto il concetto di Garanzia di Origine (GOc) per l’energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento e tramite il Decreto del 6 novembre 2007 ha approvato la “Procedura tecnica per il rilascio della garanzia d’origine all’energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento” e ha indicato il GSE come ente di riferimento.

Tale GOc può essere rilasciata solo qualora l’elettricità annua prodotta da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh.

Non sono state ancora recepite a livello italiano le metodologie applicative dei criteri relativi alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) definiti nella direttiva 2004/8/CE. Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 prevede che fino al 31 dicembre 2010 la condizione di cogenerazione ad alto rendimento corrisponda alla cogenerazione di cui alla definizione di cui all’articolo 2, comma 8, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti con la sopra richiamata Deliberazione n. 42/02. E’ solo dall’1 gennaio 2011 che la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dal Decreto Legislativo dell’8 febbraio 2007 n. 20.

#### DEFINIZIONE DI ENERGIA ELETTRICA QUANTIFICABILE COME COGENERATIVA

Lo scopo di tale normativa è quello di riconoscere la cogenerazione come strumento per l’ottimizzazione dello sfruttamento dell’energia primaria del combustibile producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

L’obbiettivo è quello di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile. Infatti il rendimento di primo principio, che, basandosi sul primo principio della termodinamica equipara l’energia elettrica a quella termica, tende ad assumere valori più elevati nel momento in cui è considerevole il recupero termico.

La normativa impone dei vincoli minimi al valore del rendimento di primo principio delle varie tecnologie utilizzate dalle unità di produzione combinata di elettricità e calore. Nel momento in cui

tale rendimento risulti minore di quello indicato dalla normativa l'elettricità prodotta non può più essere totalmente considerata cogenerativa. Essa andrà divisa in due frazioni: una quantificabile come cogenerativa e l'altra quantificabile come prodotta in modo convenzionale.

La prima frazione si calcola moltiplicando il calore utile prodotto per il rapporto C che è, se noto, l'effettivo rapporto energia/calore dell'impianto, mentre se non è noto, sarà un valore determinato dalla normativa in base al tipo di tecnologia. Il rapporto energia/calore in tale normativa è definito come il rapporto tra elettricità da cogenerazione e calore utile durante il funzionamento a pieno regime.

La formula utilizzata è infatti:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \cdot C$$

dove:

$E_{CHP}$  = quantità di elettricità da cogenerazione;

$H_{CHP}$  = quantità di calore utile prodotto mediante cogenerazione;

$C$  = rapporto effettivo energia/calore o, nel caso non sia conosciuto, il valore base indicato nella medesima normativa.

Praticamente la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse nella condizione di massimo recupero termico. (vedere capitolo 4.1.2 CALCOLO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA COGENERAZIONE SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20 )

DEFINIZIONE DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO N. 20/07

La cogenerazione ad alto rendimento secondo il decreto legislativo n. 20/07 è la produzione combinata di energia elettrica e energia termica che fornisce un risparmio di energia primaria rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore. Tale risparmio è denominato PES (risparmio di energia primaria) e concettualmente equivale al precedente IRE se non che sono modificati i valori di riferimento e i parametri utilizzati.

La formula per calcolarlo è:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \cdot 100\%$$

dove:

PES = risparmio di energia primaria;

CHPH $\eta$  = rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

Ref H $\eta$  = rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

CHPE $\eta$  = rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione divisa per il carburante di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione.

Ref E $\eta$  = rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

I valori sopra indicati sono definiti dalla medesima normativa e solo a livello europeo (non sono stati ancora recepiti a livello nazionale) dalle successive decisioni della commissione europea (decisione 2007/74/CE e decisione 2008/952/CE).

Il PES non deve essere inferiore al 10% per quanto riguarda le unità di cogenerazione mentre non ha limite inferiore nel caso di unità di piccola cogenerazione e micro-cogenerazione.

Unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione sono nuove definizioni che significano rispettivamente: unità di cogenerazione con capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe (piccola) e unità di cogenerazione con capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe (micro).

(vedere il capitolo 4.1.3 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20)

Qui di seguito sono riportate le principali norme nazionali ed europee in materia di cogenerazione:

Leggi e Decreti nazionali e Direttive europee.

- *Direttiva 2004/8/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE.
- *Legge 23 agosto 2004, n. 239*: "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni in materia di energia" pubblicato sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 215 del 13 settembre 2004 - serie generale
- *Decreto del Ministero delle Attività Produttive e dell'Ambiente e Tutela del Territorio 24/10/2005*: "Direttive per la regolamentazione della emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239" pubblicato nel supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 265 del 14 novembre 2005 - serie generale
- *Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20*: "Attuazione della direttiva 2004/8/CE/ sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE"
- *Decreto del 6 novembre 2007*: "Approvazione delle procedure tecniche per il rilascio della garanzia d'origine dell'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento" pubblicato sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 275 del 26 novembre 2007
- *Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21/12/2007*: "Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi" pubblicato sul Supplemento Ordinario n. 9 alla "Gazzetta Ufficiale" n. 16 del 19 gennaio 2008
- *Legge 23 luglio 2009 n. 99*: "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" pubblicato

(aggiornato al 01 gennaio 2010)

Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas:

- *Delibera n. 42/02* "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 79 del 4 aprile 2002 - serie generale

- *Delibera n. 60/04:*"Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 108 del 10 maggio 2004
- *Delibera n. 201/04:*" Modifica ed integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42, e 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 288 del 9 dicembre 2004
- *Delibera n. 215/04* "Approvazione del Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione"
- *Delibera n. 296/05* "Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 26 del 1° febbraio 2006
- *Delibera AEEG n. 2/06* "Proroga dell'incarico ai componenti del Comitato di esperti costituito ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 2004, n. 60/04. Definizione di energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale ai fini delle verifiche di cui alla medesima deliberazione n. 60/04"
- *Delibera n. 280/07* "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sulla "Gazzetta Ufficiale" n. 284 del 6 dicembre 2007
- *Delibera n. 307/07* "Aggiornamento, a decorrere dal 1 gennaio 2008, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02" pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sul Supplemento Ordinario n. 9 alla "Gazzetta Ufficiale" n. 11 del 14 gennaio 2008
- *Delibera ARG/elt 74/08* "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)."
- *Delibera ARG/elt 99/08* "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)."pubblicato sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e sul Supplemento Ordinario n. 197 alla "Gazzetta Ufficiale" n. 196 del 22 agosto 2008

- *Delibera ARG/elt 145/08* "Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02, in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in cogenerazione."
- *Delibera ARG/elt 174/09* "Aggiornamento a decorrere dall'1 gennaio 2010, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02."
- *Delibera ARG/elt 186/09* "Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09."

(aggiornato al 01 gennaio 2010)

## 3 I BENEFICI PREVISTI ALLA COGENERAZIONE

### 3.1 I BENEFICI

I benefici previsti dalla normativa vigente sono:

- Per i produttori e importatori di energia elettrica con, appunto, produzione e importazione annue eccedenti i 100 GWh, ovviamente da fonti non rinnovabili, è previsto l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.  
(articolo 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- Nell'ambito del dispacciamento è prevista la precedenza dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali. L'ordine esatto è: fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria.  
(articolo 11, comma 4 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79)
- La possibilità di accedere ai certificati verdi per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ma solo per gli impianti:
  - già entrati in servizio in data 31 dicembre 2006,
  - entrati in servizio prima del 31 dicembre 2009 purché autorizzati prima del 31 dicembre 2006 oppure con inizio dei lavori di realizzazione prima del 31 dicembre 2006.(comma 71 della Legge n. 239/04; articolo 14 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20; articolo 27 comma 23 e articolo 30 comma 12 della Legge 23 luglio 2009, n. 99)
- Possibilità di accesso ai certificati bianchi (TEE) per tutti gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento per un periodo non inferiore ai 10 anni (quadro normativo in fase di completamento).  
(articolo 6 commi 1, 2, 3, 4 e 5 del Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e articolo 30 comma 11 Legge 23 luglio 2009)
- Agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione.  
(art 26 comma 1 e 3, Allegato I e Tabella A del Decreto Legislativo n. 504/95 aggiornato

dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26)

- Possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale fino a 200 kW e possibilità di vendere la produzione in eccesso.  
(Allegato A articolo 2 comma 2 e articolo 3 comma 2 della Delibera dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 modificata dalla Delibera ARG/elt 186/09)
- Possibilità di applicare alla connessione elettrica condizioni tecniche-economiche semplificate.  
(Articolo 10 commi 1, 2 e 3; articolo 12 comma 1 a) e b), articolo 13 comma 1, articolo 15 commi 1, 2, 3 e 4, articolo 26 commi 1, 2, 3; e 4 articolo 27 comma 1 e articolo 29 commi 1 2 3 e 4 della Deliberazione n. ARG/elt 99/08)
- Semplificazione delle procedure amministrative per l'autorizzazione alla costruzione e alla gestione degli impianti di cogenerazione, con particolare riferimento alle unità di piccola e di micro cogenerazione.  
(Articolo 8 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e articolo 27 comma 20 e articolo 30 comma 16 della Legge 23 luglio 2009, n. 99)
- Considerare le particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento da parte dell'Autorità, nella definizione delle tariffe connesse ai costi di acquisto dell'energia elettrica di riserva o di integrazione.  
(articolo 7 comma 4 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20)
- Possibilità di rilascio della Garanzia d'Origine all'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) tramite una procedura appositamente predisposta dal GSE  
(articolo 4 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 e "Procedura tecnica per il rilascio della garanzia d'origine dell'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento" Decreto 6 novembre 2007)



La tabella che segue contiene tutti i riferimenti normativi che definiscono i benefici precedentemente indicati.

Decreto Legislativo n. 504/95 (come modificato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26)	
<p>Articolo 26 <i>(Disposizioni particolari per il gas naturale).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Il gas naturale (codici NC 2711 11 00 e NC 2711 21 00), destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali, nonché all'autotrazione, e' sottoposto ad accisa, con l'applicazione delle aliquote di cui all'allegato I, al momento della fornitura ai consumatori finali ovvero al momento del consumo per il gas naturale estratto per uso proprio.</li>   <li>3. Sono considerati compresi negli usi industriali gli impieghi del gas naturale, destinato alla combustione, in tutte le attività industriali produttive di beni e servizi e nelle attività artigianali ed agricole, nonché gli impieghi nel settore alberghiero, nel settore della distribuzione commerciale, negli esercizi di ristorazione, negli impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche e gestiti senza fini di lucro, nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione che abbiano le caratteristiche tecniche indicate nella lettera <i>b)</i> del comma 2 dell'articolo 11 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, anche se riforniscono utenze civili. Si considerano, altresì, compresi negli usi industriali, anche quando non e' previsto lo scopo di lucro, gli impieghi del gas naturale, destinato alla combustione, nelle attività ricettive svolte da istituzioni finalizzate all'assistenza dei disabili, degli orfani, degli anziani e degli indigenti.</li> </ol>
Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79	
<p>Articolo. 11. Energia elettrica da fonti rinnovabili</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto.</li>   <li>2. L'obbligo di cui al comma 1 si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh; la quota di cui al comma 1 e' inizialmente stabilita nel due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh.</li>   <li>3. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale. I diritti relativi agli impianti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 sono attribuiti al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le</li> </ol>

	<p>fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità.</p> <p>4. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.</p>
<p>Legge 23 agosto 2004 n. 238/04</p>	
<p>comma 71</p>	<p>71. Hanno diritto alla emissione dei certificati verdi previsti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e l'energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno ovvero con celle a combustibile nonché l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento.</p>
<p>Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;</p>	
<p>Articolo 4 Garanzia di origine dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento</p>	<p>1. L'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ha diritto al rilascio, su richiesta del produttore, della garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, in seguito denominata garanzia di origine.</p> <p>2. Il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. e' il soggetto designato, ai sensi del presente decreto, al rilascio della garanzia di origine di cui al comma 1, secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.</p> <p>3. La garanzia di origine può essere rilasciata solo qualora l'elettricità annua prodotta da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh, arrotondata con criterio commerciale.</p> <p>4. La garanzia d'origine specifica:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) l'ubicazione dell'impianto;</li> <li>b) la tecnologia utilizzata;</li> <li>c) il combustibile da cui e' stata prodotta l'elettricità;</li> <li>d) la quantità di combustibile utilizzato mensilmente;</li> <li>e) la corrispondente produzione netta mensile di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, conformemente all'allegato II, che la garanzia di origine rappresenta;</li> <li>f) il potere calorifico inferiore del combustibile da cui e' stata prodotta l'elettricità;</li> <li>g) l'uso del calore generato insieme all'elettricità;</li> <li>h) il risparmio di energia primaria, calcolato secondo l'allegato III.</li> </ul> <p>5. La garanzia di origine e' utilizzabile dai produttori ai quali e' rilasciata affinché essi possano dimostrare che l'elettricità da essi venduta e'</p>

	<p>prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ai sensi del presente decreto.</p> <p>6. Fatte salve le disposizioni del decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196, il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A., istituisce un sistema informatico ad accesso controllato, anche al fine di consentire la verifica dei dati contenuti nella garanzia di origine.</p> <p>7. Il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. rilascia la garanzia di origine subordinatamente alla verifica di attendibilità dei dati forniti dal richiedente e della loro conformità alle disposizioni del presente decreto. A tale scopo, fatte salve le competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. dispone controlli sugli impianti in esercizio, sulla base di un programma annuo.</p> <p>8. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. adotta e sottopone all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico le procedure tecniche per il rilascio della garanzia di origine.</p> <p>9. La garanzia di origine rilasciata in altri Stati membri dell'Unione europea a seguito dell'attuazione della direttiva 2004/8/CE e' riconosciuta anche in Italia, purché la medesima garanzia di origine includa tutti gli elementi di cui al comma 4 e sempre che provenga da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, sulla base di accordi stipulati tra il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e le competenti autorità del Paese estero da cui l'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento viene importata.</p>
<p>Articolo 6 Regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento</p>	<p>1. Al fine di assicurare che il sostegno alla cogenerazione sia basato sulla domanda di calore utile e simultaneamente sui risparmi di energia primaria, alla cogenerazione ad alto rendimento si applicano le disposizioni di cui agli articoli 3, comma 3, 4, comma 2, 11, commi 2 e 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. La cogenerazione ad alto rendimento accede ai benefici derivanti dall'applicazione dei provvedimenti attuativi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79 del 1999 e dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.</p> <p>2. Le disposizioni di cui al comma 1 si applicano anche alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.</p> <p>3. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentito il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali e d'intesa con la Conferenza unificata, adottato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti i criteri per l'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento, nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1. Detti criteri tengono conto di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) potenza elettrica dell'impianto;</li> <li>b) rendimento complessivo dell'impianto;</li> <li>c) calore utile;</li> <li>d) aspetti innovativi dell'impianto e delle modalità d'uso del calore utile, in particolare ai fini dell'impiego in teleriscaldamento e per la</li> </ul>

	<p>trigenerazione;</p> <p>e) specificità dell'impiego in agricoltura per il riscaldamento delle serre destinate alla produzione floricola ed orticola;</p> <p>f) risparmio energetico conseguito e relativa persistenza nel tempo;</p> <p>g) tipologia di combustibile impiegato;</p> <p>h) emissioni inquinanti e climalteranti.</p> <p>4. Il decreto di cui al comma 3 prevede l'estensione graduale del diritto di accesso ai benefici di cui al comma 1, secondo periodo, anche a soggetti diversi da quelli previsti dalla vigente disciplina.</p> <p>5. Ai fini dell'accesso ai benefici di cui al comma 1, il risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale e' equiparato al risparmio di gas naturale.</p>
<p>Articolo 7. Questioni attinenti alla rete di elettricità e alle tariffe</p>	<p>4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas tiene conto delle particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento nella definizione delle tariffe connesse ai costi di trasmissione e di distribuzione e nella definizione delle condizioni di acquisto dell'energia elettrica di riserva o di integrazione.</p>
<p>Articolo 8. Semplificazione delle procedure amministrative</p>	<p>1. Per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di cogenerazione di potenza termica superiore a 300 MW, ivi comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, si applica la normativa di cui al decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55.</p> <p>2. L'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti di cogenerazione di potenza termica uguale o inferiore a 300 MW prevede a tale fine un procedimento unico, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241.</p> <p>3. Col provvedimento di cui all'articolo 1, comma 88, della legge 23 agosto 2004, n. 239, ed anche con riguardo agli aspetti di sicurezza antincendio, di intesa con la Conferenza unificata, sono stabilite procedure autorizzative semplificate per l'installazione e l'esercizio di unità di piccola e di micro-cogenerazione, tenendo anche conto di quanto previsto dall'articolo 1, comma 86, della medesima legge n. 239 del 2004.</p>
<p>Articolo 14 Disposizioni transitorie</p>	<p>1. I diritti acquisiti da soggetti titolari di impianti realizzati o in fase di realizzazione in attuazione dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, come vigente al 31 dicembre 2006, rimangono validi purché i medesimi impianti posseggano almeno uno dei seguenti requisiti:</p> <p>a) siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e la data del 31 dicembre 2006;</p> <p>b) siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2008;</p> <p>c) entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2008, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del</p>

	<p style="text-align: center;">31 dicembre 2006.</p> <p>2. Gli impianti di cui al comma 1 mantengono il trattamento derivante dall'applicazione dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, come vigente al 31 dicembre 2006, fino alla data di naturale scadenza del trattamento stesso, ove detti impianti, se di potenza elettrica superiore a 10 MW, ottengano, entro due anni dalla data di entrata in esercizio, la registrazione del sito secondo il regolamento EMAS e con le modalità e nel rispetto dei commi 3 e 4.</p> <p>3. Al fine di consentire l'esercizio dei diritti acquisiti di cui al comma 1, l'articolo 267, comma 4, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, non si applica ai certificati verdi rilasciati all'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento. I predetti certificati possono essere utilizzati da ciascun soggetto sottoposto all'obbligo di cui all'articolo 11, commi 1, 2 e 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per coprire fino al 20 per cento dell'obbligo di propria competenza. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, può essere modificata la predetta percentuale allo scopo di assicurare l'equilibrato sviluppo delle fonti rinnovabili e l'equo funzionamento del meccanismo di incentivazione agli impianti di cui al comma 1.</p> <p>4. E' fatto obbligo ai soggetti che beneficiano dei diritti richiamati al comma 1 di realizzare un sistema di monitoraggio continuo delle emissioni inquinanti degli impianti.</p> <p>5. Il Gestore del sistema elettrico G S E effettua periodiche verifiche al fine del controllo dei requisiti che consentono l'accesso e il mantenimento dei diritti richiamati al comma 1.</p>
<p>Delibera dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 Allegato A</p>	
<p>Articolo 2 <i>Oggetto e finalità</i></p>	<p>2.2. Il servizio di scambio sul posto è erogato al cliente finale, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di:</p> <p>a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale.</p> <p>Nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applica il limite di 200 kW;</p> <p>b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW. L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.</p> <p>Ai fini dell'erogazione dello scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione coincidono nell'unico punto di scambio, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:</p> <p>i) l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;</p> <p>ii) l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa,</p>

	<p>ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.</p> <p>Nei casi di cui ai punti i) ed ii), è consentita la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW. Il limite di 200 kW non si applica nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.</p>
<p>Articolo 3 <i>Procedure per lo scambio sul posto dell'energia elettrica</i></p>	<p>3.2. Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE e, per conoscenza, all'impresa di vendita con cui regola i prelievi di energia elettrica, utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. "Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende optare per la gestione a credito per gli anni successivi ovvero per la liquidazione annuale delle eventuali eccedenze."</p> <p>Nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, l'utente dello scambio comunica al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, l'insieme dei punti di prelievo e di immissione per i quali richiede l'applicazione di un'unica convenzione per lo scambio sul posto.";</p>
<p>Deliberazione n. ARG/elt 99/08</p>	
<p>Articolo 10 <i>Corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento</i></p>	<p>10.1 Il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:</p> $A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$ $B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$ <p>dove:</p> $CP_A = 35 \text{ €/kW}$ $CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$ $CP_B = 4 \text{ €/kW}$ $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$ <p><math>P =</math> potenza ai fini della connessione di cui al comma 1.1, lettera z), espressa in kW</p> <p><math>D_A =</math> distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km</p> <p><math>D_B =</math> distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km</p> <p>10.2 Nei casi di realizzazione in cavo, i corrispettivi CM di cui al comma 10.1 devono essere moltiplicati per 2.</p> <p>10.3 Nei casi di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM, CP sono moltiplicati per 3.</p>
<p>Articolo 12</p>	<p>12.1 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad</p>

<p><i>Verifiche per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento</i></p>	<p>alto rendimento, il richiedente trasmette all'impresa distributtrice, oltre che al GSE:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;</li> <li>b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa all'impresa distributtrice il 25% del corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Le imprese distributtrici versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.</li> </ol>
<p>Articolo 13 <i>Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento</i></p>	<p>13.1 Le imprese distributtrici trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti. I limiti temporali stabiliti dalle condizioni procedurali di cui al presente provvedimento riferite a connessioni di impianti di produzione da fonti diverse dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione ad alto rendimento possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributtrici non oltre un tempo massimo pari al doppio dei tempi previsti, per effetto dell'attuazione del predetto principio di priorità.</p>
<p>Articolo 15 <i>Realizzazione in proprio della connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento</i></p>	<p>15.1 Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicano l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. È data facoltà alle imprese distributtrici di consentire al richiedente di intervenire anche sulla rete esistente fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.</p> <p>15.2 Gli impianti per la connessione realizzati dal richiedente ai sensi del comma 15.1 sono resi disponibili all'impresa distributtrice per il collaudo e la conseguente accettazione.</p> <p>15.3 Ai fini dell'esercizio della facoltà di cui al comma 15.1:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) il richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo, invia la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione;</li> <li>b) entro 10 (dieci) giorni lavorativi l'impresa distributtrice è tenuta ad inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi dell'impresa distributtrice;</li> <li>c) all'impresa distributtrice continuano ad applicarsi le disposizioni tecnico procedurali per quanto concerne le opere di connessione non ricomprese nella quota realizzata in proprio dal richiedente;</li> </ol>

	<p>d) al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia all'impresa distributrice comunicazione del termine dei lavori, unitamente alla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi;</p> <p>e) l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione realizzato in proprio dal richiedente entro 20 (venti) giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione di cui alla precedete lettera d);</p> <p>f) i costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.</p> <p>15.4 Nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio della connessione, ai sensi del comma 15.1, l'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard di cui all'articolo 11 e il corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.</p>
<p>Articolo 26 <i>Condizioni economiche per la connessione di impianti cogenerativi ad alto rendimento e relative verifiche</i></p>	<p>26.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 20%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 20%.</p> <p>26.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:</p> <p>a) i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 lettera e)</p> <p>b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).</p> <p>26.3 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:</p> <p>a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;</p> <p>b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa al gestore di rete:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.1 e il corrispettivo di cui al comma 26.1;</li> <li>- il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.2 e il corrispettivo di cui al comma 26.2</li> </ul> <p>I gestori di rete versano tali differenze nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.</p>



	26.4 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.
Articolo 27 <i>Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento</i>	27.1 Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.
Articolo 29 <i>Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento</i>	<p>29.1 In caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, il gestore di rete, previa istanza del richiedente all'atto di accettazione del preventivo ai sensi del comma 19.5:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) è tenuto a consentire al medesimo richiedente la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;</li> <li>b) può consentire al medesimo richiedente la realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.</li> </ul> <p>29.2 Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal richiedente sono resi disponibili, a titolo gratuito, al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.</p> <p>29.3 Nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il corrispettivo di connessione è pari a zero.</p> <p>29.4 Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, ai sensi del comma 29.1, il gestore di rete versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e il corrispettivo di connessione di cui al comma 25.2 ovvero al comma 26.2. Il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, è convenzionalmente definito dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18. Le condizioni di pagamento sono definite nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, prevedendo tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.</p>
Legge 23 luglio 2009, n. 99	
Articolo 27 <i>Misure per la sicurezza e il potenziamento del settore energetico</i>	20. L'installazione e l'esercizio di unità di micro-cogenerazione così come definite dall'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, sono assoggettati alla sola comunicazione da presentare alla autorità competente ai sensi del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380. L'installazione e l'esercizio di unità di piccola cogenerazione, così come definite dall'articolo 2, comma 1, lettera

	<p>d), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, sono assoggettati alla disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del citato testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380.</p> <p>23. Il termine previsto dall'articolo 14 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, per l'entrata in esercizio degli impianti di cogenerazione è prorogato di un anno, al fine di salvaguardare i diritti acquisiti ai sensi dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.</p>
<p>Articolo 30 <i>Misure per l'efficienza del settore energetico</i></p>	<p>11. Il regime di sostegno previsto per la cogenerazione ad alto rendimento di cui al secondo periodo del comma 1 dell'articolo 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, è riconosciuto per un periodo non inferiore a dieci anni, limitatamente alla nuova potenza entrata in esercizio dopo la data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, a seguito di nuova costruzione o rifacimento nonché limitatamente ai rifacimenti di impianti esistenti. Il medesimo regime di sostegno è riconosciuto sulla base del risparmio di energia primaria, anche con riguardo all'energia autoconsumata sul sito di produzione, assicurando che il valore economico dello stesso regime di sostegno sia in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione europea al fine di perseguire l'obiettivo dell'armonizzazione ed evitare distorsioni della concorrenza. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento dei benefici di cui al presente comma nonché, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da adottare entro la medesima data, dei benefici di cui all'articolo 14 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, garantendo la non cumulabilità delle forme incentivanti.</p> <p>12. Sono prorogati di un anno i termini previsti dall'articolo 14, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, per l'entrata in esercizio degli impianti di cogenerazione, al fine di salvaguardare i diritti acquisiti ai sensi dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Per effetto di detta proroga, i diritti acquisiti da soggetti titolari di impianti realizzati, o in fase di realizzazione, in attuazione dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, nel testo vigente al 31 dicembre 2006, sono fatti salvi purché i medesimi impianti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e la data del 31 dicembre 2006;</li> <li>b) siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;</li> <li>c) entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.</li> </ul> <p>16. Per gli impianti di micro-cogenerazione ad alto rendimento ai sensi della normativa vigente, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, sono stabilite norme per la semplificazione degli adempimenti relativi all'installazione dei dispositivi e alle misure di carattere fiscale e per la definizione di procedure semplificate in materia di versamento delle accise e degli altri oneri tributari e fiscali.</p>

Tabella 3.1 - Riferimenti normativi dei benefici riservati alla cogenerazione

### 3.2 TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE – CERTIFICATI BIANCHI)

Il risparmio energetico e l'efficienza energetica negli usi finali in Italia sono promossi dal meccanismo incentivante dei titoli di efficienza energetica (TEE), detti anche "certificati bianchi". Essi certificano i risparmi energetici conseguiti e consentono la verifica del adempimento degli obiettivi.

Vengono emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) sulla base delle certificazioni effettuate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (da qui in poi solo Autorità).

Tranne che per alcune eccezioni, fra cui come detto la cogenerazione ad alto rendimento (10 anni) si ha diritto ai titoli per un periodo di 5 anni ed esistono tre tipologie di certificati bianchi:

- *Titoli di tipo I*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi volti a ridurre i consumi finali di energia elettrica;
- *Titoli di tipo II*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi volti a ridurre i consumi finali di gas naturale;
- *Titoli di tipo III*, che attestano i risparmi conseguiti attraverso interventi che comportano la riduzione del consumo finale di altri combustibili.

La loro unità di misura è il tep e il loro valore viene espresso in €, cioè euro su tonnellata equivalente di petrolio risparmiata (il tep è l'unità convenzionale di misura usata comunemente nei bilanci energetici per esprimere tutte le fonti di energia tenendo conto del loro potere calorifico). Il valore energetico di un tep è comparabile col consumo annuale di energia elettrica di una famiglia media.

Viene riconosciuto un risparmio di energia pari ad 1 tep secondo le seguenti equivalenze:

- 1 tep = 11628 kWh per quanto riguarda i combustibili (1 tep = 41,860 GJ ) (Decreto del 20.07.2004)
- 1 tep = 5347,59 kWh per i consumi elettrici (1 kWh =  $0,187 \times 10^{-3}$  tep). (valore modificato con Delibera EEN 3/08)

Questa differenza è dovuta al fatto che per produrre uguali quantità di energia termica ed elettrica sono necessari apporti di energia primaria diversi; in particolare questi sono maggiori nel secondo caso, a causa del basso rendimento di produzione del parco elettrico italiano. Per questo ad un

mancato consumo elettrico è riconosciuto un maggiore risparmio in termini di tep a confronto di un analogo mancato consumo termico.

#### QUADRO NORMATIVO

Già i Decreti Bersani (Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79) e Letta (Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164) avevano previsto obblighi di aumento dell'efficienza energetica per le società di distribuzione di energia elettrica e gas naturale.

Obblighi quantificati dagli obiettivi nazionali di risparmio energetico inizialmente definiti con i Decreti 24 aprile 2001, ai quali non è però seguita una reale attuazione.

Nel luglio del 2004 (decreti 20 luglio 2004 GU n. 205 del 1-9-2004) il Ministero delle attività produttive ha modificato il quadro normativo di riferimento e ha ridefinito gli obiettivi di efficienza energetica per le società di distribuzione di energia elettrica e gas introducendo il sistema basato sui suddetti TEE.

Obbiettivi e regole tecniche ed economiche che per il quinquennio (2008-2012) sono stati aggiornati dai decreti del 21 Dicembre 2007, (GU 300 del 28/12/2007).

Il Decreto individua il risparmio energetico da conseguire in ciascun anno di applicazione delle normative, sia per il settore della distribuzione elettrica che per il gas naturale, valori che tendono a raddoppiare annualmente: in tal modo, partendo da 0,10 Mtep per anno relativamente al 2005, si arriva a 3,5 Mtep e 2,5 Mtep per anno da conseguire nel 2012 rispettivamente dai distributori del settore elettrico e del gas naturale.

Di seguito pubblichiamo gli obiettivi di risparmio per settore secondo il decreto 21 dicembre 2007 Ministero dello Sviluppo Economico:

anno\settore	“elettrico”	“gas naturale”
2008	1,2 Mtep	1 Mtep
2009	1,8 Mtep	1,4 Mtep
2010	2,4 Mtep	1,9 Mtep
2011	3,1 Mtep	2,2 Mtep
2012	3,5 Mtep	2,5 Mtep

Tabella 3.2 - Obbiettivi di risparmio in Mtep per settore e anno

A completamento del quadro normativo nel 2005 (del. AEEG n. 67 del 14/04/2005) è stato avviato in Italia il mercato dell'efficienza.

L'obiettivo di risparmio è ripartito fra i distributori di energia elettrica e di gas naturale che riforniscono non meno di 50.000 clienti finali (decreto 21 dicembre 2007). Essi vengono obbligati ad intervenire per la riduzione dei consumi e l'efficienza energetica in quantità proporzionali all'entità di energia o gas distribuiti, eseguendo progetti, misure ed interventi o direttamente o tramite società controllate o tramite società terze operanti nei servizi energetici (Energy Service Companies - ESCO) o tramite società o enti che abbiano espletato l'obbligo di nomina dell'energy manager (come da articolo 19 Legge 10/91).

I singoli interventi vengono sottoposti all'Autorità che ne valuta i risparmi energetici e autorizza il GME all'emissione dei certificati bianchi.

Sono previste tre modalità per la quantificazione dei TEE, attraverso schede (i) semplificate, (ii) standardizzate o analitiche e (iii) con valutazione a consuntivo. A seconda della modalità di quantificazione dei TEE e del soggetto che presenta gli interventi, la taglia minima passa dai 25 tep/anno per i progetti standardizzati, ai 50 tep/anno per i progetti analitici presentati da ESCO che diventano 100 tep/anno per quelli a consuntivo. Nel caso la richiesta di riconoscimento dei risparmi conseguiti/emissione dei titoli sia presentata da distributori ed energy manager le soglie negli ultimi due casi diventano rispettivamente 100 e 200 tep/anno.

Per dimostrare di aver raggiunto gli obblighi di risparmio energetico i distributori devono consegnare entro il 31 maggio di ogni anno all'Autorità un numero di titoli di efficienza energetica equivalente all'obiettivo obbligatorio.

I titoli sono bancabili: i distributori, per adempiere all'obbligo, possono utilizzare titoli emessi in qualunque anno del periodo 2006-2010.

I TEE sono anche commerciabili, cioè in alternativa agli interventi di risparmio energetico da realizzare in proprio (anche con la collaborazione di soggetti terzi), i distributori possono scegliere di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando, in tutto o in parte, da terzi i titoli di efficienza energetica attestanti il conseguimento di risparmi da parte di altri soggetti (altri distributori o società operanti nel settore dei servizi energetici). La compra-vendita di titoli avviene o attraverso contratti bilaterali o tramite il mercato dei titoli di efficienza energetica, organizzato e gestito dal Gestore del Mercato Elettrico sulla base di regole stabilite d'intesa con l'Autorità (del. AEEG n. 67 del 14/04/2005). La compravendita di questi titoli tra i differenti

operatori, permette un abbattimento del costo complessivo per il raggiungimento degli obiettivi fissati.

I prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica per la sezione dell'anno 2009 sono stati:

tipologia	I	II	III
prezzo minimo (€/tep)	74,00	72,60	72,00
prezzo massimo (€/tep)	87,90	96,00	97,50
prezzo medio ponderato (€/tep)	81,51	80,64	79,83
n. TEE scambiati	638.324	285.615	49.311

Tabella 3.3 - Prezzi di scambio dei TEE secondo [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org) aggiornato al 15/12/2009

Per ogni TEE di Tipo I e di Tipo II presentato per adempire ai propri obblighi, l' AEEG riconosce ai distributori un contributo tariffario (Delibera AEEG n. 219/04). Inizialmente fissato (Deliberazione 16 dicembre 2004) a 100€/tep, dal 2008 (deliberazione EEN 36/08) l'Autorità determina l'entità del contributo entro il 30 novembre dell'anno precedente (di seguito: anno t) sulla base della seguente formula:

$$C(t+1) = C(t) \cdot (100 + E)/100$$

dove:

$C(t+1)$  = valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per l'anno d'obbligo t+1;

$C(t)$  = valore del contributo tariffario unitario in vigore per l'anno d'obbligo t;

E = media aritmetica delle riduzioni percentuali registrate dai clienti finali domestici nell'anno precedente per i seguenti tre indici:

- valore medio della tariffa monoraria D2 dell'energia elettrica venduta ai clienti domestici in regime di maggior tutela con un consumo annuo di 2700 kWh e una potenza impegnata di 3 kW, al lordo delle imposte;
- valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo con un consumo annuale di 1.400 m<sup>3</sup>, al lordo delle imposte;
- valore medio del prezzo del gasolio per riscaldamento, al lordo delle imposte.

Il contributo tariffario unitario è stato fissato per l'anno 2010 pari a 92,22 €/tep (Delibera EEN 21/09). Per il 2009 era stato fissato a 88,92 €/tep (Deliberazione EEN 36/08).

Il contributo è finanziato attraverso un piccolo prelievo dalle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica e del gas, stabilito dall'Autorità in modo da garantire che l'aggravio complessivo sulla bolletta energetica dei consumatori sia sempre considerevolmente inferiore al beneficio economico complessivo derivante dall'attuazione del meccanismo. Il contributo contribuisce infatti alla realizzazione degli interventi presso i consumatori finali che ne traggono beneficio diretto in termini di riduzione della propria spesa energetica.

Grazie alla commerciabilità dei titoli un'ulteriore possibilità di guadagno si ha vendendo i titoli in eccesso dovuto al raggiungimento di un risparmio superiore a quello annualmente prestabilito.

Di contro, coloro i quali non riescono a ottemperare agli obblighi minimi assunti vengono conseguentemente sanzionati. L'Autorità non ha ancora stabilito in dettaglio l'ammontare delle sanzioni ma la normativa prevede che siano superiori al costo necessario a realizzare gli interventi di risparmio energetico. I distributori inadempienti sono comunque tenuti a recuperare eventuali ammanchi entro due anni.

#### A LIVELLO EUROPEO

In Europa, nell'ottica delle politiche di basso impatto ambientale e di risparmio energetico, i certificati bianchi non sono abbastanza diffusi.

L'esperienza italiana è la prima al mondo di applicazione di questo strumento di mercato alla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

Successivamente all'introduzione in Italia, la struttura del meccanismo e della relativa regolazione attuativa sono stati oggetto di approfonditi studi e analisi da parte della Commissione Europea, dell'Agenzia Internazionale per l'Energia e di un numero crescente di Paesi, sia europei, sia extra-europei (Stati Uniti, Australia, Giappone, Corea).

Con la Direttiva 32/2006 la Commissione europea ha esplicitamente indicato i certificati bianchi come uno degli strumenti che gli stati membri possono utilizzare per conseguire l'obiettivo di contenere i consumi energetici del 9% al 2016. La Direttiva prevede che nel 2011 la Commissione valuterà l'opportunità di introdurre un mercato europeo dei certificati bianchi in base ad una analisi dettagliata delle esperienze in corso nei diversi contesti nazionali.

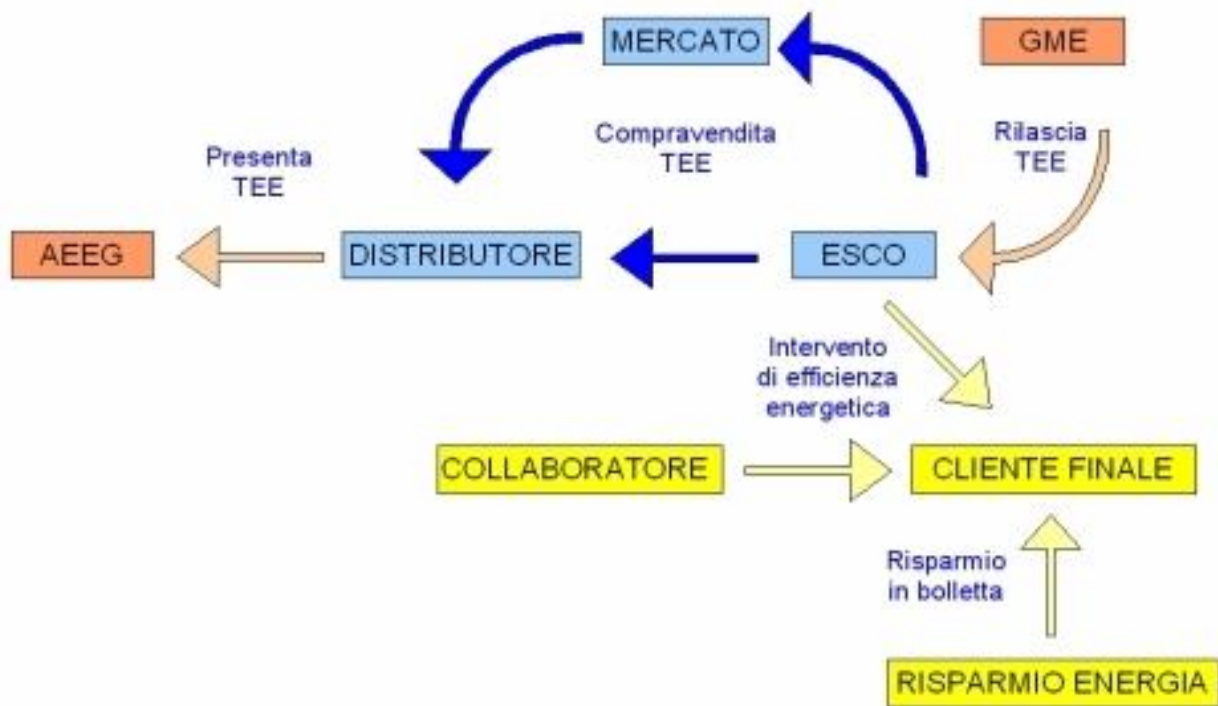


Figura 3.1 – Schema del mercato

### 3.2.1 TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA PER LA COGENERAZIONE

Come precedentemente illustrato i TEE nascono con l'innovazione dei decreti ministeriali del 20 luglio 2004 (articoli 5 comma 1). A seguito di tale articoli sono state perciò pubblicate le linee guide per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica (Delibera n.103/05 allegato A modificato con delibera 31 maggio 2007, n. 123/07 e delibera 11 febbraio 2009, EEN 1/09).

Nell'articolo 3 di tale allegato si distinguono le tre tipologie attraverso le quali è possibile valutare i risparmi conseguiti:

- a) metodi di valutazione standardizzata;
- b) metodi di valutazione analitica;
- c) metodi di valutazione a consuntivo.

I **metodi di valutazione standardizzata** consentono di quantificare il risparmio specifico lordo annuo dell'intervento attraverso la determinazione dei risparmi senza procedere a misurazioni dirette. Per ogni tipologia di intervento l'Autorità pubblica delle schede tecniche per la quantificazione dei risparmi, emanate in seguito a consultazione dei soggetti interessati che possono



collaborare tramite consigli e osservazioni alla stesura delle stesse. Esse, dove specificato, pesano tramite opportuni coefficienti correttivi sia l'effetto dell'evoluzione tecnologica e del mercato, sia l'eventuale utilizzo di buoni acquisto o di buoni sconto.

A partire dal secondo anno di contabilizzazione si calcola il risparmio netto come il risparmio netto annuo riconosciuto per il primo anno, moltiplicato per coefficiente di persistenza fissato dall'Autorità e specificato all'interno delle singole schede.

I **metodi di valutazione analitica** consentono di quantificare il risparmio lordo conseguibile attraverso una tipologia di intervento sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misura diretta di alcuni parametri di funzionamento del sistema dopo che è stato realizzato l'intervento. L'algoritmo di valutazione, i parametri da misurare e le modalità di misura vengono indicati nell'ambito di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi, emanate dall'Autorità a seguito di consultazione dei soggetti interessati. Anche per i progetti analitici il risparmio netto riconosciuto è calcolato applicando al risparmio lordo un coefficiente correttivo che tiene conto dei risparmi che si sarebbero comunque verificati, anche in assenza del progetto di cui l'intervento fa parte, per effetto dell'evoluzione tecnologica e di mercato.

I **metodi di valutazione a consuntivo** si applicano esclusivamente ai progetti costituiti da uno o più interventi per i quali non sono disponibili metodi di valutazione delle tipologie precedenti e devono essere applicati ai progetti costituiti da interventi valutabili con metodi di valutazione diversi. Tali metodi consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile attraverso uno o più interventi in conformità ad un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto unitamente ad una descrizione del progetto medesimo, approvato dal soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione dei risparmi.

Tale proposta deve contenere almeno:

- informazioni relative al soggetto titolare;
- descrizione del progetto e dell'intervento o degli interventi previsti;
- descrizione del programma di misura che si propone di adottare per la valutazione dei risparmi lordi, inclusa una descrizione della strumentazione e delle modalità che si propone utilizzare per calcolare i risparmi attraverso la misura dei consumi depurando i consumi dagli effetti di fattori non correlati all'intervento stesso;
- risparmio previsto e descrizione delle modalità per la determinazione del risparmio totale netto di energia primaria;
- descrizione della documentazione che si propone di inviare ai fini di verifiche e certificazioni;

- descrizione della documentazione che si propone di conservare al fine dei controlli a campione eseguiti dall'Autorità.

Nell'ambito specifico di nostro interesse, la cogenerazione, con deliberazione 4 agosto 2005, n. 177/05 l'Autorità ha pubblicato due schede tecniche di tipo analitico, relative all'utilizzo di sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento a fine di climatizzazione:

- la "Scheda n. 21: Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua sanitaria";
- la "Scheda n. 22: Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambientale e la produzione di acqua calda sanitaria".

Nel novembre 2005 però la società Hera S.p.A. ha presentato al TAR Lombardia ricorso avverso la deliberazione n. 177/05, richiedendone l'annullamento. TAR che recependo solo in parte il ricorso ha deciso l'annullamento delle due schede tecniche. A ciò ha fatto seguito nel novembre 2006 una proposta di appello al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lombardia da parte dell'Autorità e finalmente nel dicembre 2008 si è conclusa definitivamente tale controversia. Il Consiglio di stato ha accolto totalmente l'appello incidentale proposto dalla società Hera S.p.A. e, per effetto, annullato le due schede tecniche n. 21 e n. 22 di cui delibera alla delibera n. 177/05. Contestando in generale all'Autorità un difetto di motivazione riguardante precisamente tre punti:

- la metodologia di calcolo dei risparmi energetici connessi con la produzione di energia elettrica (valori dei rendimenti di riferimento e loro differenziazione nel caso di autoconsumo o di vendita di energia in rete);
- il rendimento termico di riferimento per le caldaie sostituite;
- la metodologia di calcolo dei risparmi energetici connessi con la combustione dei rifiuti (applicazione del concetto di biodegradabilità).

Il Consiglio di Stato ha tuttavia precisato che le suddette decisioni avendo natura altamente tecnica e specialistica devono rientrare nella sfera valutativa dell'Autorità *"che questo Giudice non può certo ripetere perché altrimenti finirebbe per sostituirsi all'Autorità, anziché limitarsi a controllarne l'operato"*.

Quindi l'AEEG il 17 aprile 2009 tramite il documento di consultazione DCO 06/09 ha proposto di adottare due nuove schede denominate 21-bis e 22-bis. Entro il 2 settembre 2009 i soggetti interessati potevano far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte sul documento ma

allo stato attuale non sono state ne definitivamente approvate le versioni originali, ne sono state pubblicate nuove comunicazioni a riguardo.

### 3.3 LA FISCALITA' DELLA COGENERAZIONE

La convenienza economica di un impianto di cogenerazione è dovuta anche alla diversa fiscalità che viene applicata ai combustibili se utilizzati in cogenerazione.

In Italia la fiscalità dei combustibili è molto variabile a seconda dell'utilizzo che viene fatto, prendendo ad esempio il gas naturale si possono avere le seguenti aliquote:

Uso	imposta di consumo [c€/m <sup>3</sup> ]	IVA
Civile (0÷480 m <sup>3</sup> /anno)	3,8÷17,1	10%
Civile (oltre 480 m <sup>3</sup> /anno)	12÷18,3	20%
Industriale	0,8÷1,3	10÷20%
Generazione elettrica	0,05	10%

A tali imposte andrebbero aggiunte anche le addizionali regionali, che tuttavia non gravano sul gas usato per la generazione elettrica.

Tabella 3.4 - Imposte di consumo e valore aggiunto per diversi "usi" del gas naturale

La cogenerazione coinvolge la generazione elettrica e l'uso termico civile o industriale, a seconda del settore di applicazione. Così l'imposizione è quella della generazione elettrica per un massimo di 0,25 m<sup>3</sup> di gas naturale ogni kWh prodotto, che è il consumo specifico degli impianti di produzione di energia elettrica stabilito nel 1998 dalla delibera AEEG 16/98.

L'eventuale ulteriore consumo di gas, che si presenta fino a che il cogeneratore ha un rendimento elettrico inferiore al 42% circa, sarà soggetto all'accisa tipica dell'utilizzatore, civile o industriale. Allo stesso modo il gas naturale soggetto ad accisa di generazione ha IVA al 10% mentre quello civile ha IVA al 20%. Si sottolinea che l'IVA è in linea di principio una partita di giro, quindi non è un particolare peso per chi può "scaricarla", mentre lo diventa tipicamente per il settore domestico e pubblico.

Nel caso di cogenerazione asservita a un impianto di teleriscaldamento, è prevista l'applicazione dell'accisa industriale al gas naturale se la "potenza elettrica installata per la cogenerazione è pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza" (l'art. 26.3 del D. Lgs. 504/95).

Varie interpretazioni successive hanno chiarito che devono essere soddisfatte le seguenti

condizioni:

- la potenza elettrica del cogeneratore deve essere almeno il 10% della potenza termica totale ovvero somma della potenza termica del cogeneratore e delle caldaie di integrazione;
- l'energia elettrica prodotta su base annuale dal cogeneratore deve essere almeno il 10% dell'energia termica totale fornita da cogeneratore e caldaie di integrazione;
- l'impianto deve essere gestito in un'ottica di servizio, l'utente finale ed il produttore devono essere cioè soggetti distinti.

Se così, allora tutto il gas naturale utilizzato, compreso quello delle caldaie di integrazione, anche se poste al di fuori della centrale di cogenerazione, passa ad accisa industriale, anche se il calore è destinato a utilizzatori civili, salvo la quota legata alla produzione elettrica (0,25 m<sup>3</sup>/kWh e soggetto ad accisa per la generazione elettrica).

A seguito di una risoluzione del 2007 dell'Agenzia delle Entrate nella Finanziaria 2007 sono state però introdotte delle modifiche che sembrano indicare che l'aliquota ridotta si applichi solo al servizio energia "per la fornitura di energia termica derivante da fonte rinnovabile o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento" e "alla fornitura di energia termica per uso domestico attraverso reti pubbliche di teleriscaldamento".

Riguardo alla trigenerazione, che come visto oltre al calore fornisce energia frigorifera per il condizionamento estivo degli ambienti bisogna ricordare che in risposta a un interpello del 2008 l'Agenzia delle Dogane chiarisce che non viene riconosciuto il passaggio da accisa civile ad accisa industriale per il gas naturale nel caso in cui il calore venga utilizzato in un assorbitore che alimenti una rete di teleraffrescamento.

Gli adempimenti per il passaggio alla fiscalità di generazione elettrica prevedono l'apertura dell'officina elettrica, la presenza di una stazione di misura fiscale, il controllo e sigillo della stazione di misura e di alcune componenti dell'impianto da parte di un funzionario dell'ufficio tecnico di finanza (UTF), la tenuta di un registro di officina da far vidimare una tantum e da aggiornare giornalmente, il versamento iniziale di una cauzione e periodicamente dell'imposta erariale per l'energia elettrica consumata.

Esiste una procedura semplificata nel caso di cogeneratori di potenza non superiore a 100 kW<sub>e</sub> utilizzati circa 2184 ore all'anno (7 ore al giorno per 312 giorni); si può scegliere il regime

forfetario di abbonamento al canone dell'imposta erariale di consumo. Con l'abbonamento non è richiesta la stazione di misura fiscale, né la cauzione, dato che il pagamento è anticipato e non c'è l'obbligo di tenere il registro, con annotazione giornaliera né della verifica e piombatura dell'impianto da parte dell'UTF prima dell'inizio dell'attività.

### 3.4 SCAMBIO SUL POSTO (TISP)

#### DEFINIZIONE

Scambio sul posto (TISP) è un servizio che utilizza il sistema elettrico come strumento per l'immagazzinamento dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata. Ciò permette di realizzare una particolare forma di "autoconsumi in sito" consentendo che l'energia elettrica prodotta venga compensata e immessa in rete e in un secondo momento (tempo differente dal quale si realizza la produzione) prelevata e autoconsumata.

Quindi per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è obbligatoria la presenza di impianti per la produzione e per il consumo di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete elettrica, in cui si misuri l'energia elettrica immessa e prelevata.

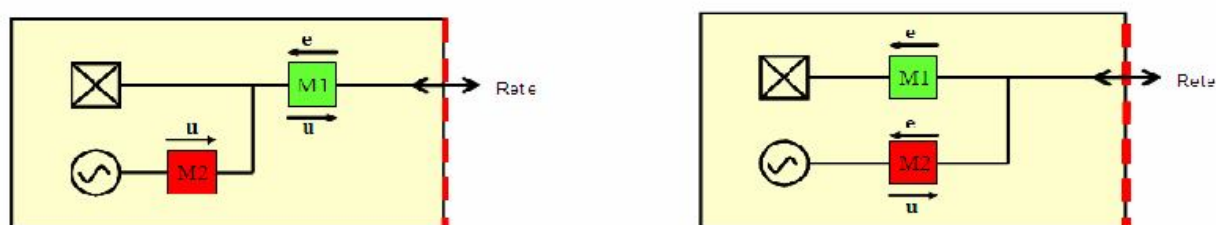


Figura 3.2 - Possibili schemi di allacciamento

#### STORIA DELLA NORMATIVA

Il servizio di scambio sul posto è stato inizialmente previsto nel 1999 (articolo 10, comma 7, secondo periodo, della legge n. 133/99) esclusivamente per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW. Beneficio successivamente confermato nel 2003 (articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03) sottolineando (comma 2 di tale articolo) che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non è consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta.

Nel 2007 (articolo 6, comma 4 del decreto legislativo n. 20/07) è stato introdotto lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW per i quali inoltre non è impedita la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

Nello stesso anno (legge n. 244/07) si è esteso il servizio di scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, però entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 e comunque sempre impedendone la vendita dell'energia elettrica in eccesso.

Le disposizioni relative al servizio di scambio sul posto sono attualmente definite nell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 74/08, tali disposizioni sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2009 e successivamente modificate dalla deliberazione ARG/elt n. 184/08, dalla deliberazione ARG/elt n. 1/09, e la recente deliberazione 9 dicembre 2009 – ARG/elt 186/09 (in attuazione alla legge 99/09).

Allo stato attuale quindi (Allegato A articolo 2 comma 2 della Delibera dell'Autorità del 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 modificata dalla Delibera ARG/elt 186/09) per usufruire del servizio di scambio sul posto è necessario :

- essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- il punto di prelievo e il punto di immissione devono coincidere nell'unico punto di scambio (tranne nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti o il Ministero della Difesa);
- essere un cliente finale o un soggetto mandatario del cliente finale che ha la disponibilità di:
  - impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, in tale definizione rientrano anche le centrali ibride con produzione non imputabile alle fonti rinnovabili inferiore al 5% ( mentre non si applica il limite di 200 kW se l'utente dello scambio sul posto è il Ministero della Difesa);
  - impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto deve relazionarsi con il GSE. Il quale ha predisposto un apposito portale informatico ai fini della gestione tecnica, economica ed amministrativa dello scambio sul posto.

Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento si deve indicare se si intende vendere la propria produzione in eccesso o se si intende portarla a credito per gli anni successivi. Tale procedura non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata. L'utente dello scambio sul posto deve acquistare l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore. Mentre il GSE prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i contratti di trasporto e di dispacciamento.

Di contro il GSE eroga all'utente un contributo con lo scopo di valorizzare l'energia elettrica immessa in rete, sia incentivare lo scambio sul posto.

Ciò avviene compensando economicamente la differenza tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata e restituendo, per la sola quantità di energia elettrica “scambiata”, la parte variabile dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata). E' per questo che i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto rimangono in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico tramite un'apposita componente tariffaria (A3).

#### CALCOLO CONTRIBUTO IN CONTO SCAMBIO (CS)

Il procedimento per il calcolo del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto (chiamato contributo in conto scambio CS) si basa su tali elementi:

- quantità di energia elettrica immessa e prelevata (Testo Integrato Trasporto, deliberazione n. 292/06 e deliberazione ARG/elt 178/08);
- tipologia di utenza (articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto);
- le informazioni necessarie alla regolazione dei servizi di trasporto (Testo Integrato Trasporto, e di dispacciamento, ai sensi della deliberazione n. 111/06) trasmesse dalle imprese di vendita al GSE;

- l'onere sostenuto dall'utente dello scambio per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo l'onere di trasporto e di dispacciamento (OPR), relativo all'anno precedente.

Sulla base degli elementi sopra elencati, il GSE calcola il:

- CS = contributo in conto scambio equivalente alla somma tra il minor valore tra il termine CEi e il termine OE e il prodotto tra il termine CUS e l'energia elettrica scambiata.
- CEi = valore dell'energia elettrica immessa equivalente al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo orario di mercato;
- CUS = valore unitario variabile per il trasporto e il dispacciamento:
- nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili il CUS equivalente alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione, degli oneri di sistema (A e UC) e del dispacciamento;
  - nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento il CUS equivalente alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione e del dispacciamento;
- OE = valore dell'energia elettrica prelevata dall'utente equivalente all'onere OPR meno gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.

Nel caso in cui la valorizzazione dell'energia immessa sia superiore a quella dell'energia prelevata, tale maggiore valorizzazione:

- per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, viene riportata a credito negli anni solari successivi (senza più il limite di tre anni). Per le fonti rinnovabili, è vietata la vendita nell'ambito dello scambio sul posto (articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03);
- per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, può essere riportata a credito oppure tale credito può essere liquidato dal GSE.



## TEMPISTICA DELLA REGOLAZIONE ECONOMICA

La regolazione economica dello scambio sul posto avviene, a conguaglio, con cadenza annuale solare. Il contributo è erogato dal GSE in conto scambio su base trimestrale a titolo di acconto e riceve dall'utente dello scambio sul posto un contributo, pari a 30 euro/anno per ogni impianto, a copertura dei costi amministrativi.

### 3.5 RITIRO DEDICATO

Il ritiro dedicato è una forma semplificata di vendita di elettricità alla rete, attivo dal 1 gennaio 2008 di cui la cogenerazione beneficia alla pari di tutte le altre tecnologie di produzione elettrica.

Infatti, eliminata la possibilità dello scambio sul posto un produttore di energia elettrica il quale non autoconsumi totalmente tale energia può:

- vendere l'energia elettrica ad un cliente finale idoneo o grossista, tramite contrattazione bilaterale;
- vendere l'energia elettrica in borsa;
- richiedere al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete detto appunto ritiro dedicato.

Fino a tutto il 2007 un produttore di energia elettrica aveva come unica possibilità di vendita della energia prodotta quella di accedere al mercato libero e ciò presentava pesanti oneri in termini di complessità procedurale e di tempo. L'unica possibilità di semplificazione concessa era quella di accettare le tariffe minime garantite, ma solo per la produzione fino a 2.000.000 di kWh. In più il soggetto preposto al ritiro della energia era il distributore di rete locale al quale l'impianto era connesso. Si è quindi voluto semplificare e facilitare la vendita di elettricità elettrica tramite la possibilità di accedere al meccanismo del ritiro dedicato gestito in maniera univoca in tutta Italia dal GSE.

Il testo normativo di riferimento per il ritiro dedicato rientra nell'ambito di applicazione del decreto legislativo n.387/03 e della legge n.239/04 (legge Marzano) ed è la delibera 280/07 dell'AEEG, contenente le "Modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica" e

relativo Allegato A successivamente modificato e integrato dalla deliberazione ARG/elt 107/08 e 5/10.

Esso è entrato in vigore dal 1 gennaio 2008 e la possibilità di richiedere al GSE il ritiro dedicato dell'energia elettrica è ristretto agli impianti:

- con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, ivi compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- di qualsiasi potenza che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili:
  - eolica;
  - solare;
  - geotermica;
  - del moto ondoso;
  - maremotrice;
  - idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente).
- con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, ivi compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride (quindi gli impianti cogenerativi);
- con potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili non precedentemente citate, purché nella titolarità di un autoproduttore.

Vendere energia in regime di ritiro dedicato significa demandare al GSE il ritiro, cioè l'acquisto, di tutta l'elettricità immessa in rete dall'impianto. Il GSE ritira commercialmente e vende al mercato l'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato e regola con Terna e con le imprese distributrici tutti i corrispettivi per l'accesso alla rete di tale energia. La differenza tra i costi e i ricavi del GSE viene scaricata su tutti i consumatori tramite la componente tariffaria A3 e quindi risulta essere un'operazione in pareggio per il GSE.

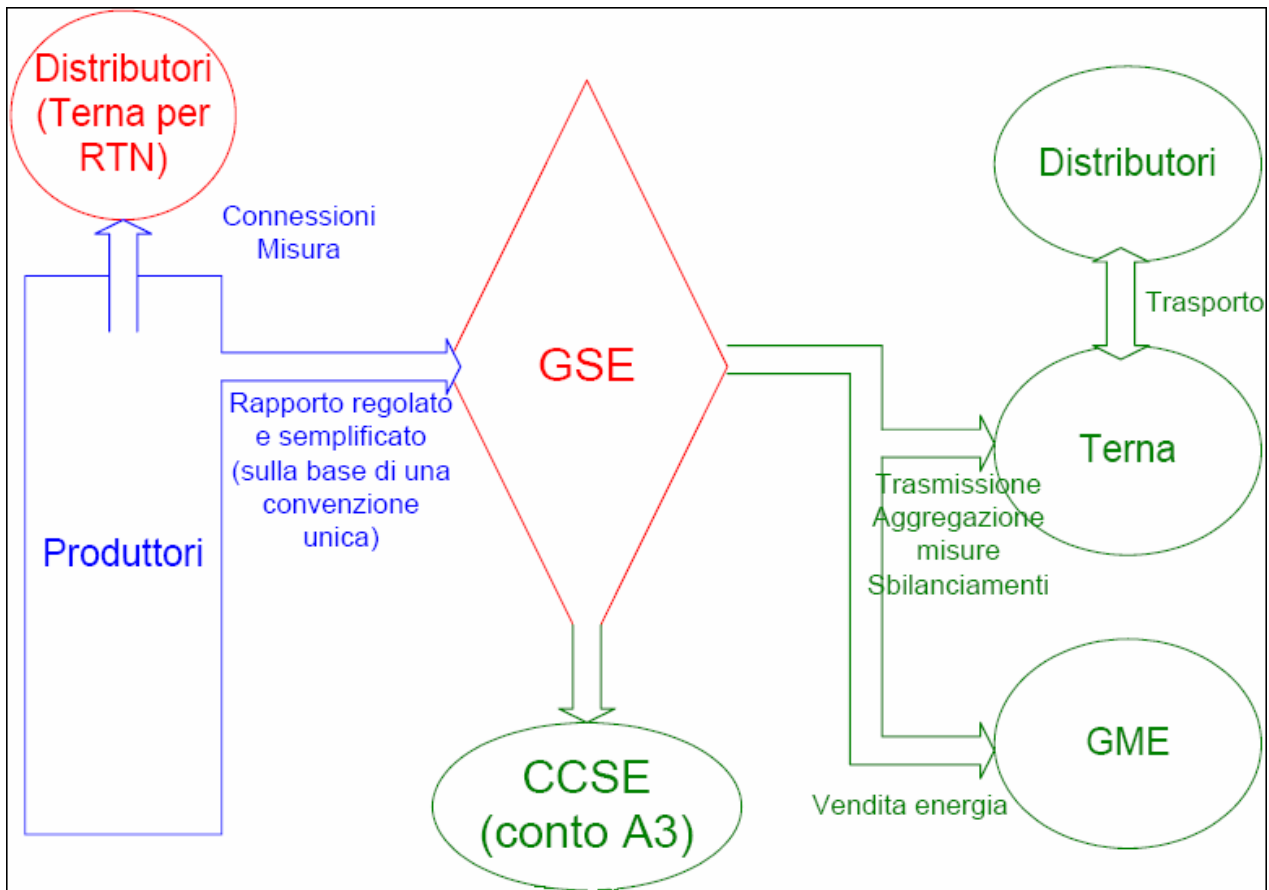


Figura 3.3 – Schema ritiro dedicato

In linea generale, i prezzi corrisposti dal GSE al produttore, per il ritiro dedicato dell'elettricità, sono quelli stabiliti giorno per giorno dalle dinamiche di domanda e offerta che si sviluppano nella borsa elettrica. Il prezzo varia in base alla zona geografica dell'impianto e in base al profilo orario di immissione del singolo produttore ed è quindi detto prezzo zonale orario. Esso è ovviamente diverso dal prezzo addebitato in bolletta ai clienti finali del mercato elettrico che è un unico prezzo medio per tutto il territorio nazionale (PUN, Prezzo Unitario Nazionale).

Tutti gli impianti alimentati a fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW (con l'eccezione delle centrali ibride) hanno diritto a prezzi minimi garantiti, differenziati per scaglioni e aggiornati annualmente dall'AEEG.

I prezzi minimi garantiti devono risultare sempre vantaggiosi rispetto a quelli zonali di mercato. Infatti, se su base annua dovesse risultare che i prezzi di mercato avrebbero potuto fruttare di più al produttore, il GSE provvede ad effettuare un conguaglio a suo favore.

Prezzi minimi come detto variano a scaglioni e per il 2010 sono:

- per i primi 500.000 kWh = 0,1018 €/kWh

- da 500.001 a 1.000.000 di kWh = 0,0858 €/kWh
- da 1.000.001 a 2.000.000 di kWh = 0,0750 €/kWh

Tutta l'energia elettrica prodotta oltre questa soglia viene remunerata ai prezzi zonali di mercato.

Oltre a riconoscere al produttore il prezzo minimi garantito ovvero il prezzo zonale, il contratto semplificato di ritiro dedicato prevede una serie di compensazioni calcolate percentualmente sull'energia immessa. Entrambe le partite di debito e credito entrano nel "conto" intestato al produttore, dove vengono accreditati anche gli importi per la cessione dell'energia.

Tali corrispettivi vengono divisi in passivi e attivi.

Corrispettivi passivi:

- corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata. Rimborsa il GSE per i costi amministrativi di gestione del servizio e non può superare, per ogni impianto, la cifra annua di 3.500 €(articolo 4, comma 2, lettera e), delibera 280/07).
- corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW (articolo 4, comma 2, lettera c), delibera 280/07).
- corrispettivo di sbilanciamento per i soli impianti alimentati da fonti programmabili (articolo 4, comma 2, lettera d), delibera 280/07).

Corrispettivi attivi:

- per gli impianti connessi in bassa tensione (BT) o in media tensione (MT), il GSE riconosce all'energia elettrica immessa un rimborso per costi non sostenuti, e cioè il corrispettivo di trasporto CTR, pari a 0,00388 €/kWh per il 2010. Tale corrispettivo tiene anche conto delle perdite di rete, ed è quindi aumentato di un fattore percentuale del 4,2% per la MT e del 9,9% per la BT. A sua volta il GSE riceve tale componente dalle imprese distributrici.

I produttori che accedono al ritiro dedicato stipulano quindi, una sola convenzione con il GSE. Convenzione che comprende tutto tranne le connessioni e la misura, servizi che continueranno ad essere erogati dalle imprese distributrici. Per la stipula della convenzione di ritiro dedicato e per la gestione delle informazione con i produttori il GSE ha predisposto un opportuno portale informatico e relative schede tecniche accessibili sul proprio sito.

## 4 ANALISI ECONOMICA PER UN CASO REALE

Questo capitolo contiene la trattazione economica di un reale caso di impianto cogenerativo. Al fine di rendere più generica possibile tale documentazione si è scelto di dividere in due grosse parti il capitolo. Nella prima si sono descritti in maniera del tutto generale sia gli strumenti economici-energetici utilizzati (per esempio VAN, PB, costo di generazione...) sia i procedimenti di calcolo cui la normativa obbliga per il riconoscimento del funzionamento in regime di cogenerazione ad alto rendimento, riportando dati e tabelle riferiti alla totalità dei casi possibili.

La seconda parte del capitolo invece è la vera e propria analisi economica riferita al singolo caso in esame. Si è scelto quindi di non soffermarsi sulle metodologie utilizzate per giungere ai risultati, essendo queste già ampiamente illustrate nella prima parte ma bensì, ci si è limitati a illustrare le caratteristiche del progetto, elencare e motivare i dati di partenza utilizzati e illustrare i risultati ottenuti. Pubblicando, anche in allegato, le schede utilizzate per la raccolta e l'elaborazione dei dati.

# I parte

## 4.1.1 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA (IRE) E DEL LIMITE TERMICO (LT) SECONDO LA DELIBERAZIONE 19 MARZO 2002 N. 42

Secondo la deliberazione 19 marzo 2002 “Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (deliberazione n. 42/02)” e successive modifiche e integrazioni (deliberazione 11 novembre 2004, n. 201/04, con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 296/05, e con deliberazione 2 ottobre 2008, ARG/elt 145/08 e deliberazione ARG/elt 174/09) l’IRE viene calcolato, come già visto, tramite la formula:

$$\text{IRE} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{tciv}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{tind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq \text{IRE}_{\min}$$

dove:

$\text{IRE}_{\min}$  = valore minimo dell’indice IRE;

$E_c$  = energia primaria dei combustibili utilizzati;

$E_e$  = produzione di energia elettrica netta;

$E_{tciv}$  = produzione di energia termica utile per usi civili;

$E_{tind}$  = produzione di energia termica utile per usi industriali;

$\eta_{es}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica;

$\eta_{ts\text{civ}}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica per usi civili;

$\eta_{ts\text{ind}}$  = rendimento elettrico medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica per usi industriali;

$p$  = coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica.

Nella stessa delibera vengono forniti i valori dei parametri di riferimento sia per la "parte elettrica" ( $\eta_{es}$ ) sia per la "parte termica" ( $\eta_{ts}$ ).

Il valore di riferimento elettrico varia in base alla fascia di taglia di riferimento e in base al tipo di combustibile utilizzato secondo i valori riportati nella seguente tabella (art 2 comma 1a):

Taglia di riferimento	Gas naturale, GPL, gasolio	Olio combustibile, nafta	Combustibili solidi fossili, petrocoke, orimulsion	Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse	TAR di Raffineria
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
fino a 1 MWe	40	35	33	23	35
> 1 fino a 10 MWe	41	36	34	25	35
> 10 fino a 25 MWe	44	38	36	27	35
> 25 fino a 50 MWe	48	39	37	28	35
> 50 fino a 100 MWe	50	39	37	28	35
> 100 fino a 200 MWe	51	39	37	28	35
> 200 fino a 300 MWe	53	39	37	28	40
> 300 fino a 500 MWe	55	41	39	28	40
> 500 MWe	55	43	43	28	40

Tabella 4.1.1 - Valore rendimento di riferimento elettrico

Viene inoltre specificato che nel caso di utilizzo di biogas, gas naturale da giacimenti minori isolati, combustibili di processo e residui, ad eccezione del tar di raffineria, il parametro  $\eta_{es}$  è pari a 0,35 per tutte le taglie di riferimento.

E' previsto pure il caso di sezioni di produzione combinata di energia elettrica e calore che utilizzino più combustibili di diverso tipo C1, C2,..., Cn. In tale caso il parametro  $\eta_{es}$  viene calcolato come media ponderata dei parametri di cui alla precedente tabella rispetto all'energia primaria  $E_{C1}$ ,  $E_{C2}$ , ...,  $E_{Cn}$ , dei combustibili annualmente immessi nella sezione, secondo la seguente formula:

$$\eta_{es} = \frac{\eta_{es,C1} \cdot Ecc1 + \eta_{es,C2} \cdot Ecc2 + \dots + \eta_{es,Cn} \cdot Eccn}{Ecc1 + Ecc2 + \dots + Eccn}$$

E sempre tramite l'utilizzo della media ponderata viene risolto il caso di sezioni di impianto aventi n taglie di riferimento  $T_1, T_2, \dots, T_n$ , che individuano n rendimenti elettrici di riferimento  $\eta_{es,1}, \eta_{es,2}, \dots, \eta_{es,n}$ , ed una potenza nominale della sezione pari a P. Infatti è indicato di utilizzare la seguente formula:

$$\eta_{es} = \sum_{j=1}^n \frac{\eta_{es,j} \cdot T_j}{P}$$

Nel caso di utilizzo di combustibili non precedentemente trattati è indicato di assumere il gas naturale come combustibile di riferimento.

Per quanto riguarda invece la “parte termica” (articolo 2 comma 1b) si adotta il parametro  $\eta_{ts,civ}$  un valore pari a 0,8 e per il parametro  $\eta_{ts,ind}$  un valore pari a 0,9.

Nel caso di utilizzo di combustibili solidi fossili di produzione nazionale in misura non inferiore al 20% dell'energia primaria annualmente immessa nella sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, i valori dei parametri di riferimento sono ridotti del 5% sia per la parte termica che elettrica. A tale fine, non rientrano tra i combustibili fossili di produzione nazionale il carbone di tipo coke, prodotto in Italia a partire da carbone di importazione, e il petrocoke o coke di petrolio.

Il coefficiente p è definito come la media ponderata dei due valori di perdite evitate  $p_{immessa}$  e  $p_{autocons}$  rispetto alle quantità di energia elettrica autoconsumata ( $E_{eautocons}$ ) ed immessa in rete ( $E_{eimmessa}$ ) secondo la seguente formula:



$$p = \frac{p_{\text{immessa}} \cdot E_{\text{immessa}} + p_{\text{autoconsumata}} \cdot E_{\text{autoconsumata}}}{E_{\text{immessa}} + E_{\text{autoconsumata}}}$$

Dove:

$E_{\text{eautocons}}$  = energia elettrica autoconsumata, definita come la parte di energia elettrica prodotta che non viene immessa nella rete di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica in quanto direttamente utilizzata e autoconsumata nel luogo di produzione;

$E_{\text{eimmessa}}$  = energia elettrica immessa in rete, definita come la parte di energia elettrica netta prodotta che non viene autoconsumata.

I valori di  $p_{\text{immessa}}$  e  $p_{\text{autocons}}$  dipendono dal livello di tensione cui è allacciata la sezione di produzione e sono riportati nella seguente tabella:

Livello di tensione cui è allacciata la sezione	$p_{\text{immessa}}$	$p_{\text{autocons}}$
BT (bassa tensione)	1- 4,3 / 100	1- 6,5 / 100
MT (media tensione)	1- 2,8 / 100	1- 4,3 / 100
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1- 2,8 / 100

Tabella 4.1.2 - Valore coefficiente p

Una volta calcolato il parametro IRE ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, esso non deve essere inferiore al valore minimo  $IRE_{\text{min}}$  fissato pari a 0,050 (5,0%) per le sezioni già esistenti alla promulgazione di tale delibera (2002), pari a 0,080 (8,0%) per i rifacimenti di sezioni e pari a 0,100 (10,0%) per le sezioni di nuova realizzazione. Oltre a tale vincolo ai fini del riconoscimento della produzione in cogenerazione ad alto rendimento deve essere verificato anche il Limite Termico (LT).

Come precedentemente illustrato il LT si calcola tramite la formula:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{\text{min}}$$

dove:

$LT_{\text{min}}$  = valore minimo ammissibile dell'indice LT;

Ee = produzione di energia elettrica netta;

Et = produzione di energia termica utile.

I valori di riferimento del parametro LTmin per le sezioni alimentate a gas naturale, GPL e gasolio, sono pari a:

- 33,0% (0,330) per le taglie di riferimento fino a 10 MWe;
- 22,0% (0,220) per le taglie di riferimento superiori a 10 MWe fino a 25 MWe;
- 15,0% (0,150) per le taglie di riferimento superiori a 25 MWe.

Per tutte le altre sezioni il valore di riferimento è fissato pari a 0,150 (15%) e nel caso di sezioni di nuova realizzazione che soddisfino la condizione di IREmin ma non il LTmin è ammessa (articolo 2 comma 3) l'esenzione dal predetto obbligo per la quota di energia elettrica a cui corrisponda un LT pari al minimo consentito.

Sono previste delle agevolazioni anche nel caso si dovessero verificare indisponibilità della sezione di produzione combinata dovute a cause eccezionali, imprevedibili e indipendenti dalla volontà del produttore che comportino limitazioni alla produzione di energia termica in misura superiore al 70% del dato di progetto.

Un'ulteriore agevolazione riguarda il periodo di avviamento (massimo sei mesi) durante il quale l'IREmin è un valore pari a 0,050 (5%) e il LTmin è pari a 0,100 (10%).

I valori in questo capito esposti da normativa rimangono fissi (articolo 3 comma 3 e 4) per un periodo di 15 anni e nel caso di impianti dotati di reti di teleriscaldamento per la distribuzione del calore utile il periodo è esteso di 5 anni.

#### 4.1.2 CALCOLO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA COGENERAZIONE SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20

La quantità di elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento viene determinata in conformità all'allegato II in base all'articolo 3 comma 2 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007. Tale allegato è a sua volta l'attuazione italiana dell'allegato II della direttiva europea 2004/8/CE.

I tipi di unità di cogenerazione presi in esame dal citato decreto sono (Allegato I):

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore.
- b) Turbina a vapore a contropressione.
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore.
- d) Turbina a gas con recupero di calore.
- e) Motore a combustione interna.
- f) Microturbine.
- g) Motori Stirling.
- h) Pile a combustibile.
- i) Motori a vapore.
- l) Cicli Rankine a fluido organico.
- m) Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientra nella definizione di cogenerazione.

La produzione di elettricità da cogenerazione si calcola come la produzione annua totale di elettricità misurata al punto di uscita dei principali generatori se tali unità cogenerative presentano un'efficienza globale pari almeno al:

- 75% per le unità di tipo b) d) e) f) g) e h);
- 80% per le unità di tipo a) e c).

Tale efficienza globale è determinata come produzione energetica dell'impianto in un anno (elettricità e calore utile al netto degli ausiliari) diviso per l'energia di alimentazione.

$$\eta^{-1} = \frac{E_e + E_t}{E_c}$$

Dove:

$E_c$  = energia primaria dei combustibili utilizzati;

$E_e$  = produzione di energia elettrica netta;

$E_t$  = produzione di energia termica utile.

Nel caso di rendimento complessivo inferiore al limite previsto l'elettricità prodotta da cogenerazione (ECHP) è calcolata seguendo il processo illustrato di seguito.

L'unità viene divisa in due parti virtuali: una con cogenerazione (CHP) e una senza cogenerazione (nonCHP).

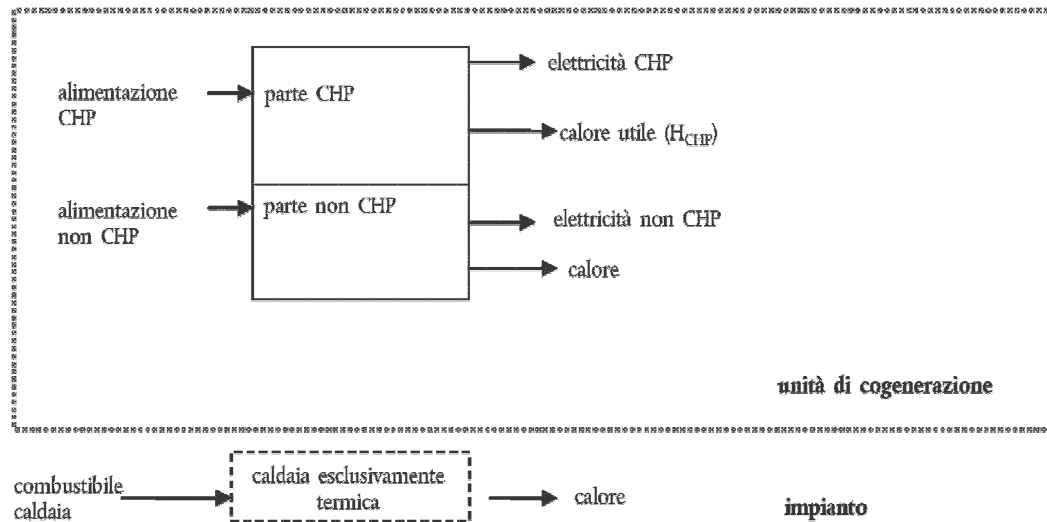


Figura 4.1.1 - Limiti fra CHP non CHP.

Per la parte CHP si deve controllare il modello di carico ed individuare i periodi in cui l'unità funziona in pieno regime di cogenerazione. Con l'analisi dei dati di tale periodo si va a calcolare l'ECHP secondo la formula:

$$ECHP = H_{CHP} * C$$

dove:

$H_{CHP}$  = quantità di calore utile prodotto mediante cogenerazione;

$C$  = reale rapporto energia/calore relativo appunto ai soli periodi in cui l'unità funziona in pieno regime di cogenerazione.

Se non è noto tale valore si possono usare i rapporti di base specificando all'autorità il perché non è stato possibile valutare l'effettivo  $C$ .

Rapporto di base Energia/Calore	
Tipo di unità	C
Turbina a gas a ciclo combinato con recupero calore	0,95
Turbina a vapore a contropressione	0,45
Turbina a presa di vapore a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75

Tabella 4.1.3 - Valore rapporto di base energia/calore ( C )

(Per le tipologie di unità cogenerative mancanti non sono ancora stati introdotti a livello italiano i valori di base.)

Se una parte del contenuto energetico del combustibile di alimentazione del processo di cogenerazione viene recuperata sotto forma di sostanze chimiche e riciclata, detta parte può essere dedotta dal combustibile di alimentazione prima di calcolare il rendimento complessivo.

Inoltre si deve definire il consumo di energia di alimentazione non CHP (E<sub>nonCHP</sub>). Esso viene calcolato come la quantità di produzione di elettricità non CHP (E<sub>enonCHP</sub>) divisa per il valore specifico dell'impianto per la produzione di elettricità ( $\eta_e$ ).

#### 4.1.3 CALCOLO DEL RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20

Il risparmio dell'energia primaria (PES) secondo il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE (G.U. n. 54 del 6 marzo 2007) - Allegato III è calcolato secondo la seguente formula:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \cdot 100\%$$

dove:

PES = risparmio di energia primaria;

CHPH $\eta$  = rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

Ref H $\eta$  = rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

CHPE $\eta$  = rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione divisa per il carburante di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione.

Ref E $\eta$  = rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

Con una Decisione della Commissione del 21 dicembre 2006 notificata con il numero C(2006) 6817 (2007/74/CE) sono stati fissati i valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore e il valore del fattore di correzione legato alle perdite evitate sulla rete.

La formula per il calcolo di PES è infatti equivalente a:

$$PES = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_{CHP}}{RefE\eta \cdot p} + \frac{E_t}{RefH\eta}}$$

I valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore sono basati sul potere inferiore e sulle condizioni ISO standard.

Nel caso "elettrico" viene definito in base all'anno di costruzione dell'unità e al tipo di combustibile utilizzato.

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

Tabella 4.1.4 –Valori rendimento di riferimento elettrico (allegato I)

Nel caso “termico” invece è definito in base al tipo di combustibile e al vettore termico.

	Tipo di combustibile:	Vapore (*)/acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (!)
Solido	Carbone fossile/coke	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78
	Torba/mattonelle di torba	86	78
	Combustibili a base di legno	86	78
	Biomasse di origine agricola	80	72
	Rifiuti (urbani)	80	72
	biodegradabili	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	86	78
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89	81
	Biocarburanti	89	81
	Rifiuti biodegradabili	80	72
	Rifiuti non rinnovabili	80	72

Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72

(\*) È necessario diminuire il rendimento di 5 punti percentuali assoluti nel caso in cui gli Stati membri che applicano l'articolo 12, paragrafo 2, della direttiva 2004/8/CE tengano conto del riflusso della condensa nel calcolo del rendimento di un'unità di cogenerazione.

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

Tabella 4.1.5 – Valori rendimento termico di riferimento (allegato II)

La Commissione Europea ha introdotto un meccanismo per adattare tali rendimenti alle condizioni climatiche di ciascun paese, basandosi sulla temperatura media riconosciuta rispetto al valore di riferimento di 15°C, esso si applica al solo rendimento di riferimento elettrico e non alla tecnologia di cogenerazione con pile a combustibile.

Si devono aumentare i rendimenti di riferimento di 0,1 punti percentuali per ogni grado al di sotto dei 15°C e diminuire di 0,1 punti percentuali per ogni grado al di sopra di 15°C.

L'Italia ha una temperatura media riconosciuta in 18°C, quindi tutti i valori sono abbassati di 0,3 punti percentuali.

Dopo aver corretto il valore in base alla condizione climatica si va ad applicare il fattore di correzione legato alle perdite evitate sulla rete (p) che si determina in base al valore di tensione della rete e al tipo di utilizza dell'elettricità prodotta, se autoconsumata e/o immessa in rete.

Tensione:	Per l'elettricità esportata verso la rete	Per l'elettricità consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Tabella 4.1.6 – Valori coefficiente p (allegato IV)

Coefficiente che non si usa con il biogas e i combustibili a base di legno.

#### 4.1.4 CALCOLO DEI TEE SECONDO SCHEDA TECNICA 22-BIS

Essendo una scheda tecnica proposta e contenuta all'interno del “documento per la consultazione 17 aprile 2009 (DCO 6/09)” e quindi suscettibile in futuro a possibili modifiche e priva di ulteriori



spiegazioni o approfondimenti si è scelto di non procedere in rischiose e personali rielaborazioni ma di pubblicarla per intero. Anche perché tutte le grandezze in essa richieste ai fini del calcolo dei TEE corrispondono alle grandezze già ampiamente analizzate e definite per il calcolo dei precedenti parametri.

Si potrebbe altresì decidere di utilizzare la precedente scheda tecnica n.22 ma alla luce della vicenda penale precedentemente illustrata che ne implica già ora la non validità, ha più senso utilizzare, anche magari in modo incerto, questa nuova scheda, che nel caso peggiore, come dichiarato dallo stesso legislatore avrà in futuro solo piccole modifiche non sostanziali.

Per quanto concerne invece la documentazione e le procedure richieste non si può far altro che rimandare il lettore incerto ad avanzare i propri dubbi all'organo competente che nel qual caso risulta essere l'AEEG o attendere ulteriori documentazioni chiarificatrici.

**Scheda tecnica n. 22-bis – Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.**

**1. ELEMENTI PRINCIPALI**

**1.1 Descrizione dell'intervento**

Tipologia di intervento:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili.</li> <li>• Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali.</li> </ul>
Decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004:	<p>Tabella A, tipologia di intervento n. 5                  Tabella B, tipologia di intervento n. 11                  Tabella B, tipologia di intervento n. 12</p>
Decreto ministeriale gas 20 luglio 2004:	<p>Tabella A, tipologia di intervento n. 3                  Tabella A, tipologia di intervento n. 4</p>
Sotto-tipologia di intervento:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici (per acqua calda sanitaria o per lavastoviglie, lavatrici, ecc.) con dispositivi alimentati con altre fonti energetiche o a più alta efficienza, o mediante teleriscaldamento.</li> <li>• Climatizzazione tramite teleriscaldamento da cogenerazione.</li> <li>• Uso del calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi, geotermici o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici, per il riscaldamento di ambienti e in applicazioni civili.</li> </ul>
Settore di intervento:	Civile (residenziale, commerciale e terziario).
Tipo di utilizzo:	Riscaldamento, raffrescamento, produzione di acqua calda sanitaria.
Condizioni di applicabilità della procedura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il risparmio energetico determinato con la procedura qui definita, si applica a:                         <ol style="list-style-type: none"> <li>a) impianti di teleriscaldamento di nuova costruzione;</li> <li>b) estensioni di reti di teleriscaldamento già connesse a centrali di produzione esistenti;</li> <li>c) allacciamenti di nuove utenze a reti di teleriscaldamento esistenti.</li> </ol> </li> <li>• All'intervento oggetto della richiesta non è associato un ripotenziamento di impianti di produzione preesistenti.</li> <li>• Per tutti gli impianti di produzione che alimentano la rete è disponibile la contabilità energetica completa.</li> <li>• Tutti gli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore sono riconosciuti come cogenerativi ai sensi delibera dell'Autorità n.42/02, ad eccezione di quelli alimentati unicamente da fonti rinnovabili.</li> <li>• Misuratori di energia termica sono installati presso tutte le sottocentrali delle utenze oggetto dell'intervento.</li> <li>• E' ammessa la valorizzazione dell'energia frigorifera eventualmente erogata all'utenza solo nei casi in cui questa sia prodotta per mezzo di sistemi di refrigerazione installati in centrale.</li> <li>• Per i sistemi considerati non si applicano i benefici previsti dall'articolo 1 comma 71 della legge 239/04 e s.m.i.</li> </ul>

## 1.2 Calcolo del risparmio di energia primaria

Metodo di valutazione <sup>25</sup>	Valutazione analitica
Risparmio netto di energia primaria conseguibile (RN):	Valutato sulla base dello schema di calcolo di cui alla sezione 6
Tipi di Titoli di Efficienza Energetica riconosciuti all'intervento <sup>26</sup>	Valutati sulla base dello schema di calcolo di cui alla sezione 6

## 2. NORME TECNICHE

- Articolo 6, decreti ministeriali 20 luglio 2004.
- Circolare del Ministero delle finanze, Direzione Generale Dogane, Ufficio Tecnico Centrale delle Imposte di Fabbricazione, prot. N. 3455/U.T.C.I.F. del 9 dicembre 1982 recante "Energia Elettrica - Utilizzazione di contatori elettrici trifase negli accertamenti fiscali" e successive modificazioni.
- Norma UNI EN 1434 "Contatori di calore".
- Deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02 recante "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 79 del 4 aprile 2002.
- Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387.
- Nel caso di utilizzo di impianti alimentati a biomasse: Decreto Legislativo n.152/06 e s.m.i..

## 3. DOCUMENTAZIONE DA TRASMETTERE

- Scheda di rendicontazione allegata, debitamente compilata con tutte i dati e calcoli richiesti.
- Planimetria della rete con evidenza dei punti di immissione e prelievo di energia termica, frigorifera ed elettrica.
- Schemi degli impianti di produzione che alimentano la rete.
- Elenco delle nuove utenze allacciate con indicazione di: nome, indirizzo, volumetria allacciata, potenza dello scambiatore, combustibile precedentemente utilizzato (o combustibile presunto, nel caso di di nuove costruzioni).
- Descrizione del sistema di misura adottato per le grandezze rendicontate (tipo di strumento, classe di misura, metodo di calcolo).

## 4. DOCUMENTAZIONE SUPPLEMENTARE<sup>27</sup> DA CONSERVARE

- Contratti aperti con i clienti e, eventualmente, con l'azienda di distribuzione.
- Documentazione atta ad attestare l'entità dell'energia erogata ai clienti e scambiata con la rete elettrica di distribuzione (fatture, registrazioni strumentali, ...).
- Contabilità energetica di tutti gli impianti di produzione: energia elettrica prodotta e consumata per gli ausiliari di ogni genere, consumi di combustibile, energia termica e frigorifera prodotte.
- Certificazione delle perdite di rete.
- Verbali delle ispezioni o delle prove di taratura eseguite sulla strumentazione utilizzata.
- Certificazioni di conformità di tutte le apparecchiature alla normativa tecnica vigente.
- Nel caso di utilizzo di biomasse: certificazione attestante che queste rientrino tra quelle ammesse dall'allegato III dello stesso decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, così come sostituito dal Decreto Legislativo n.152/06 e s.m.i. .

<sup>25</sup> Si veda: articolo 3, delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 18 settembre 2003, n. 103/2003.

<sup>26</sup> Si veda: articolo 17, delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 18 settembre 2003, n. 103/2003.

<sup>27</sup> Rispetto a quanto specificato all'articolo 14, comma 3, delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 18 settembre 2003, n. 103/2003.

## 5. SIMBOLOGIA E SCHEMA DI RIFERIMENTO

Ec	contenuto energetico dei combustibili complessivamente utilizzati nelle centrali di produzione, pari al prodotto tra la massa e il potere calorifico inferiore [MWh]. Per i combustibili riconosciuti come rinnovabili dalla normativa vigente il calcolo può essere eseguito assumendo nullo il potere calorifico. Per i combustibili commerciali valgono i valori di potere calorifico inferiore indicati nella Tabella 1 allegata alla delibera n.103/03.
Ee	energia elettrica netta prodotta dall'impianto di cogenerazione, come definita nell'art. 1 lettera n) della Delibera n.42/02 e ridotta di quanto assorbito dai sistemi di distribuzione e di refrigerazione [MWh <sub>e</sub> ].
E <sub>CV</sub>	quota di Ee sulla quale è stato ottenuto il riconoscimento di Certificati Verdi [MWh <sub>e</sub> ].
Et	energia termica utile complessivamente prodotta dalle centrali di produzione e immessa nella rete di teleriscaldamento [MWh <sub>t</sub> ]; per impianti di cogenerazione vale la definizione di cui all'art. 1 lettera o) della Delibera n.42/02.
EAt	energia termica persa lungo la rete (certificata dal gestore dell'impianto) [MWh <sub>t</sub> ].
EAE	energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione elettrica per il funzionamento complessivo del sistema (per le centrali di produzione, gli ausiliari di rete, gli eventuali assorbitori, ecc.) [MWh <sub>e</sub> ].
EFf	energia frigorifera complessivamente erogata dalla rete di teleriscaldamento a fini di raffrescamento [MWh <sub>f</sub> ].
EFf <sub>Noiv</sub>	quota di EFf destinata alle sole nuove utenze civili [MWh <sub>f</sub> ].
EFf <sub>altre</sub>	quota di EFf destinata alle utenze di altro tipo (non civili o già allacciate) [MWh <sub>f</sub> ].
EFT	energia termica complessivamente erogata dalla rete di teleriscaldamento e destinata a usi diretti di riscaldamento, post-riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria [MWh <sub>t</sub> ].
EFT <sub>Noiv</sub>	quota di EFT destinata alle sole nuove utenze civili [MWh <sub>t</sub> ].
EFT <sub>altre</sub>	quota di EFT destinata alle utenze non civili o alle utenze civili già allacciate, nel caso di operazioni di ampliamento di rete [MWh <sub>t</sub> ].
EPc	energia primaria corrispondente ai combustibili non rinnovabili utilizzati dagli impianti Ec [tep].
EPE	energia primaria corrispondente all'energia elettrica netta prodotta Ee [tep].
EPT	energia primaria corrispondente all'energia termica complessivamente fornita alle utenze EFT [tep].
$\eta_{t,R}$	valore del rendimento di riferimento per la produzione separata di energia termica ad usi civili [-]
$\varepsilon_{f,R}$	indice di efficienza energetica stagionale del sistema frigorifero sostituito, comprensivo dei consumi di energia elettrica per il sistema di raffreddamento e per la circolazione del fluido frigorifero [-].
f <sub>T</sub>	pari a: $3600/41860 = 0,0860$ tep/MWh. Fattore di conversione dell'energia da MWh a tep.
f <sub>E</sub>	fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, pari a $0,187$ tep/MWh <sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08)
pII	nella situazione preesistente: frazione dei consumi legata all'utilizzo di gas naturale [-]
pIII	nella situazione preesistente: frazione dei consumi legata all'utilizzo di combustibili diversi dal gas naturale [-].
X	contributo percentuale del gas naturale all'alimentazione del sistema di teleriscaldamento con combustibili non rinnovabili [-].

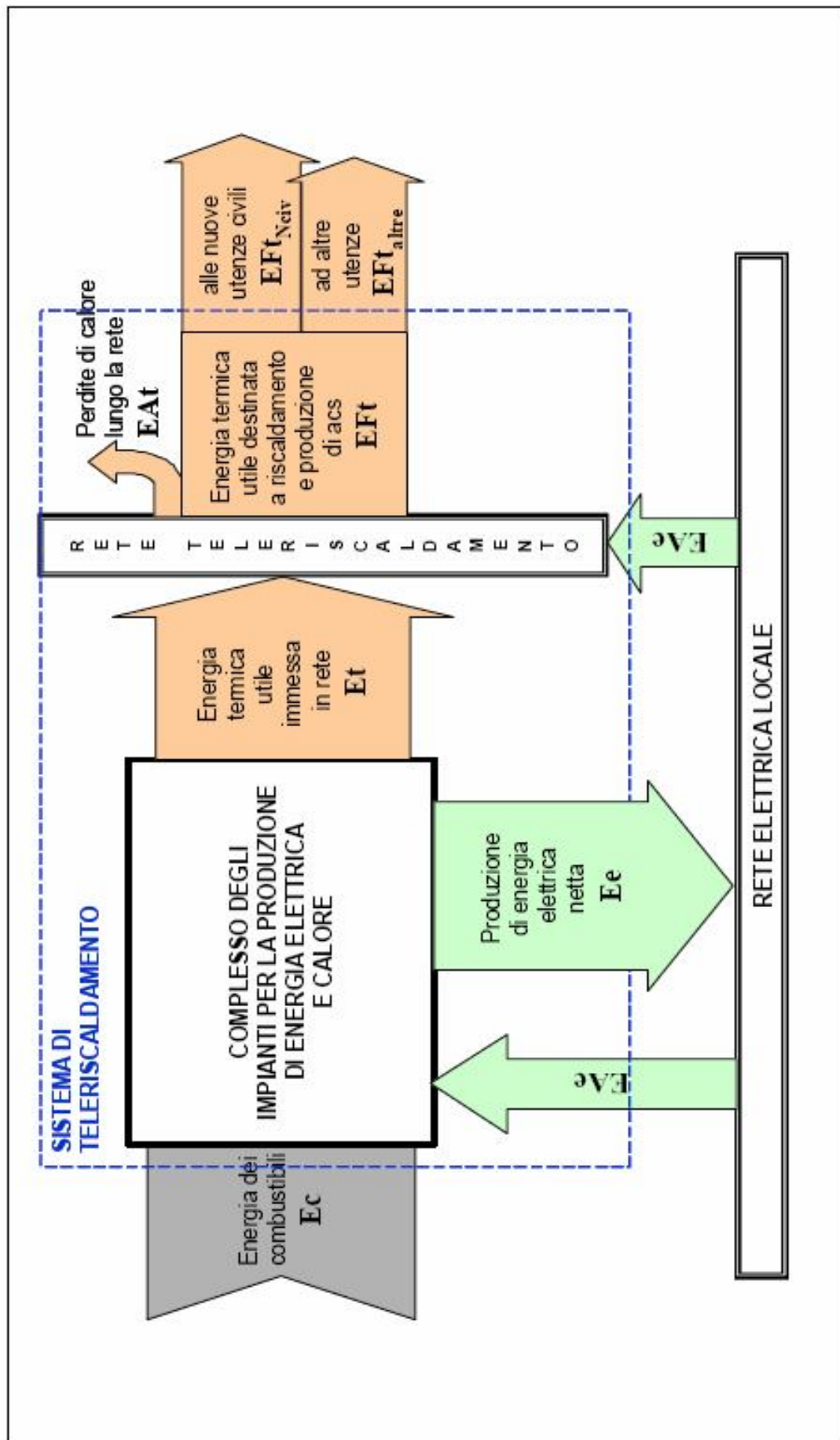


Figura 1: Schema generale di riferimento

## 6. SCHEDA DI RENDICONTAZIONE

### SCHEDA DI RENDICONTAZIONE PER SCHEDA N.22

Dati relativi all'anno \_\_\_\_\_

NOTA: Per le quantità di cui si richiede la rendicontazione sono, in generale, da prevedere misure dirette da effettuarsi con strumentazione di adeguata precisione. Nei casi in cui ciò non sia praticabile, è possibile adottare misurazioni indirette, purché la precisione del metodo adottato sia equivalente a quella ottenibile con la misura diretta.

#### DATI MISURATI

Dati relativi alla situazione preesistente o di riferimento

a Potenza media degli scambiatori Pn [kW]

Percentuale consumi di gas naturale plll [-]

Alimentazione del sistema di teleriscaldamento

Ec [MWh]

Consumi di:

Gas metano c1

Altri combustibili fossili c2

Rifiuti c3

Fonti rinnovabili diverse dai rifiuti c4

Energia termica

f Immessa in rete Et [MWh]

g Fornita a tutte le utenze Eft [MWh]

i Fornita alle sole nuove utenze civili Eft\_Nciv [MWh]

Energia frigorifera Eef [MWh]

n Fornita a tutte le utenze Eef\_Nciv [MWh]

q Fornita alle nuove utenze civili Eef\_Nciv [MWh]

Energia elettrica

u Netta prodotta Ee [MWh]

v Assorbita dalla rete EAe [MWh]

z Incentivata con Certificati Verdi E\_CV [MWh]

#### DATI CALCOLATI O PREDEFINITI

f\_E 0,187 [tep/MWhe]

b  $\eta_{t,R} = 0,77 + 0,03 \cdot \text{LOG}_{10}(a)$  [-]

plll [-]

EPc [tep]

$= c1 \cdot 0,086$

$= c2 \cdot 0,086$

$= c3 \cdot (1 - 0,51) \cdot 0,086$

totale = somma dei precedenti

X [-]

$1-X$  [-]

h EPT [tep]

m EPT\_Nciv [tep]

$= g / b \cdot 0,086$

$= 1 / b \cdot 0,086$

p EPf [tep]

r EPf\_Nciv [tep]

q [-]

$= n \cdot f_E / 3$

$= q \cdot f_E / 3$

$= (m+r) / (h+p)$

t EPe [tep]

$= 0$  se  $u < v$

$= (u-v) \cdot f_E$  se  $u \geq v$

#### Calcolo dei risparmi energetici riconosciuti

j EP [tep]

k EPtir [tep]

w IREtir [-]

$= h + p + t$

$= e + f_E \cdot v$

$= (j - k) / j$

x1 RNT\_Nciv [tep]

x2 RNF\_Nciv [tep]

x3 RNe\_Nciv [tep]

$= \phi \cdot w \cdot h$

$= \phi \cdot w \cdot p$

$= \phi \cdot w \cdot t \cdot (1 - z/u)$

x RN\_Nciv [tep]

$= x1 + x2 + x3$

D2 [tep]

D3 [tep]

$= plll^h - X^h \cdot (h-x1)$

$= plll^h - (1-X)^h \cdot (h-x1)$

y1 TEE tipo I

y2 TEE tipo II

y3 TEE tipo III

$= x2 + x3$

$= 0$  se  $D2 \leq 0$

$= D2$  se  $D2 > 0$  &  $D3 > 0$

$= x1$  se  $D2 > 0$  &  $D3 \leq 0$

$= 0$  se  $D3 \leq 0$

$= D3$  se  $D2 > 0$  &  $D3 > 0$

$= x1$  se  $D3 > 0$  &  $D2 \leq 0$

#### 4.1.5 COSTI INDUSTRIALI DI PRODUZIONE

COSTO DI GENERAZIONE SEMPLICE ( c )

L'analisi dei costi di generazione dell'energia elettrica di norma si basa sul costo del kWh attualizzata secondo la seguente formula:

$$c = \frac{\sum_{j=t}^n CI_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CO_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CC_j (1+a)^{-j} - \sum_{j=1}^n VR (1+a)^{-n}}{\sum_{j=1}^n q_j (1+a)^{-j}}$$

dove:

c = costo medio attualizzato del kWh prodotto;

CI<sub>j</sub> = investimento effettuato nell'anno j-esimo;

a = tasso di attualizzazione;

CO<sub>j</sub> = sono le spese di esercizio, (escluse quelle di combustibile), di gestione e manutenzione, chiamate anche spese di "operation and maintenance" (O&M), effettuate nell'anno j-esimo;

q<sub>j</sub> = energia elettrica prodotta nell'anno j-esimo;

CC<sub>j</sub> = spese per l'acquisto del combustibile nell'anno j-esimo;

t = anni intercorrenti tra l'inizio degli esborsi e l'entrata in servizio dell'impianto;

VR = valore residuo dell'impianto a fine vita;

n = vita utile dell'impianto.

Da quanto sopra descritto risulta che il costo di produzione attualizzato del kWh dipende dai valori assunti dai seguenti fattori:

- Costo specifico d'investimento (ovvero il costo d'impianto);
- Valore residuo dell'impianto a fine vita (se presente);
- Costo annuo unitario di O&M;
- Costo unitario del combustibile;
- Consumo specifico di combustibile (dipende dal rendimento dell'impianto);
- Tasso di attualizzazione;
- Vita utile dell'impianto;
- Il numero di ore equivalenti annue di funzionamento dell'impianto, che determina  $q_t$ .

#### TASSO DI ATTUALIZZAZIONE (a)

Il tasso di attualizzazione  $a$  spesso è calcolato come media pesata tra i tassi sul capitale proprio e di debito, come di seguito riportato:

$$a = t_d \cdot \frac{D}{D + E} + t_e \cdot \frac{E}{D + E}$$

dove  $t_d$  e  $t_e$  sono rispettivamente i tassi percentuali sul capitale di debito e sul capitale proprio, mentre  $D$  ed  $E$  sono le quote percentuali del capitale di debito e proprio (equity).

#### FATTORE DI AMMORTAMENTO

$$\frac{1}{\sum_{j=1}^n (1+a)^j} = \frac{(1+a)^n \cdot a}{(1+a)^n - 1} = a^{n/a}$$



La formula precedente permette il calcolo del fattore di ammortamento in n anni al tasso a, o annualità posticipata necessaria ad estinguere in n anni il debito presente.

#### COSTO DI GENERAZIONE CON COGENERAZIONE (cg)

Un impianto di cogenerazione è differente dai normali impianti di generazione di elettricità, perché esso produce anche una quantità utile di calore. Si deve perciò pesare nel costo di generazione elettrica il valore economico del calore prodotto.

Al costo del kWh prodotto (c), calcolato con la precedente formula, va sottratto il valore del calore utile prodotto in contemporanea ad ogni singolo kWh, e vanno tenute in considerazione anche le eventuali maggiori spese di manutenzione, di investimento e nel caso sia necessario anche il combustibile di alimentazione delle caldaie di compensazione.

$$cg = c - \frac{\sum_{j=1}^n Rt_j (1+a)^{-j} - \sum_{j=1}^n CCt_j (1+a)^{-j} - \sum_{j=t}^n CI_tj (1+a)^{-j} - \sum_{j=1}^n COt_j (1+a)^{-j}}{\sum_{j=1}^n q_j (1+a)^{-j}}$$

Dove:

$Rt_j$  = ricavo effettuato nell'anno j-esimo dovuto al calore prodotto;

$CI_tj$  = investimento termico effettuato nell'anno j-esimo;

$COt_j$  = spese di esercizio, (escluse quelle di combustibile), di gestione e manutenzione, chiamate anche spese di "operation and maintenance" (O&M) relative ai componenti termici, effettuate nell'anno j-esimo;

$CCt_j$  = spese per l'acquisto del combustibile utilizzato dalle caldaie di integrazione nell'anno j-esimo;

Nel caso di trigenerazione non si farà altro che ripetere il procedimento utilizzato per la "generazione di calore" coi rispettivi valori legati al raffrescamento.

## COSTO DI GENERAZIONE CON TEE (cgb)

Essendo inoltre prevista per legge la possibilità di conseguire i Certificati Bianchi (TEE) che a loro volta hanno un valore economico si dovrà sottrarre anche tale ricavo dal costo del kWh prodotto con cogenerazione (cg)

$$cgb = cg - \frac{\sum_{j=1}^n Rbj (1 + a)^{-j}}{\sum_{j=1}^n Qj (1 + a)^{-j}}$$

dove

Rbj = ricavo effettuato nell'anno j-esimo grazie ai certificati bianchi ottenuti.

## 4.1.6 STRUMENTI E INDICI ECONOMICI

### 4.1.6.1 FLUSSO DI CASSA NEL TEMPO

Tali valori ci permettono di costruire il grafico relativo al Flusso di Cassa (Cash Flow) con il quale si riescono a valutare ricavi ed esborsi durante l'intera vita dell'impianto. Come ipotesi semplificativa si considerano i ricavi e gli esborsi concentrati alla fine di ciascun anno.

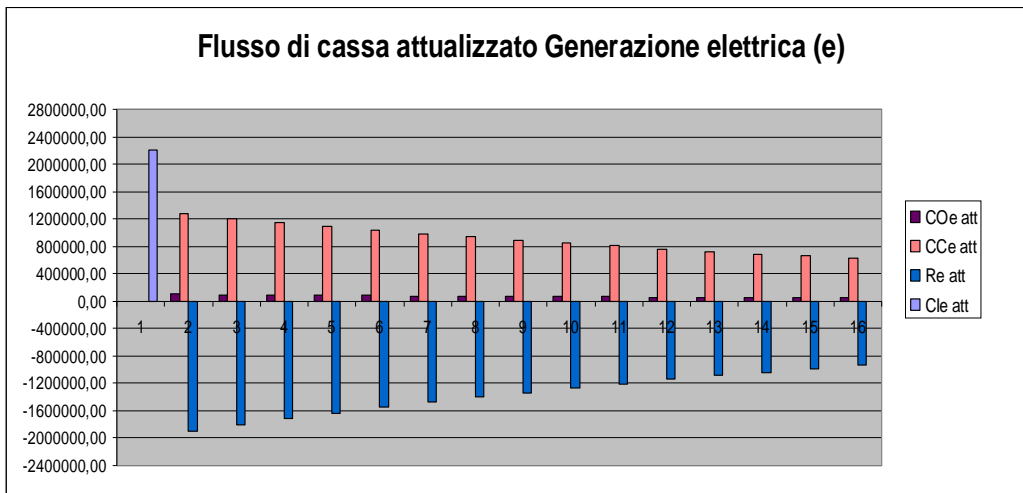


Figura 4.1.2 – Grafico esempio di flusso di cassa attualizzato ( valori > 0 costi; valori < 0 ricavi)

#### 4.1.6.2 PAY BACK DELL'IMPIANTO

Altro parametro utile per valutare tale investimento è il Tempo di recupero o Pay Back (PB). Il PB si definisce come il tempo necessario perché la disponibilità di cassa generi esattamente l'investimento netto che l'ha resa disponibile.

Il tempo di recupero può quindi essere calcolato tramite la seguente equazione:

$$\sum_{j=1}^{PB} D_j = \sum_{j=1}^n I_j$$

In cui PB è l'incognita e:

$D_j$  = entrate nette o utile lordo generato nel j-esimo anno;

$I_j$  = investimento effettuato nell'j-esimo anno di vita del progetto.

#### 4.1.6.3 TASSO MEDIO ANNUO DI REDDITIVITA' (ROI)

Il tasso di redditività (ROI – Return On Investment) si definisce come il rapporto tra l'utile netto medio annuo e l'investimento, dove l'utile netto è la differenza fra la disponibilità (o utile lordo) e la quota di ammortamento.

Rispetto al metodo del Pay-Back, il ROI ha il vantaggio di tener conto di tutto il periodo di vita utile ipotizzata dell'investimento, tuttavia non valorizza il tempo quindi si ha una minore indicazione del rischio del progetto e un guadagno nell'apprezzamento complessivo dei risultati.

La formula per calcolarlo è:

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^n \left( \frac{D_j - A_j}{n} \right)}{\sum_{j=1}^n CI_j}$$

Dove:

$A_j$  = ammortamenti dell'anno j-esimo.

#### 4.1.6.4 TASSO INTERNO DI REDDITIVITA' (TIR)

I due metodi presi in esame precedentemente trascurano di valorizzare in termini monetari il tempo. Il trasporto nel tempo della ricchezza ha un costo unitario solitamente rappresentato nel tasso di interesse. Il TIR attribuisce un valore diverso alle somme spese o ricavate a seconda dell'istante in cui si verificano gli esborsi o i ricavi. Esso si può definire come quel tasso che permette di uguagliare i costi e i ricavi di un determinato investimento tenendo conto del tempo nel quale si verificano.

Se si suppone l'investimento concentrato all'inizio del progetto, si può dunque scrivere:

$$I_0 = \sum_{j=1}^n D_j (1 - \text{TIR})^{-j}$$

#### 4.1.6.5 VALORE ATTUALE NETTO (VAN) INDICE DI PROFITABILITA' (IP)

Anche col metodo del Valore Attuale Netto unitario (VAN), detto anche EVA (Eccedenza di Valore Attualizzato), gli esborsi e i ricavi vengono valorizzati in base al momento in cui si verificano.

A differenza del TIR il tasso che esprime il costo di transizione delle somme nel tempo è come predeterminato il tasso di attualizzazione (a). Si può quindi definire il valore attuale netto come la differenza attualizzata ad un istante qualsiasi degli esborsi e dei ricavi, cioè:

$$\text{VAN} = \sum_{j=1}^n D_j (1 + a)^{-j} - \sum_{j=1}^n I_j (1 + a)^{-j}$$

Il VAN così ottenuto rappresenta una cifra assoluta mentre per avere la misura del guadagno netto attualizzato per ogni euro investito, si calcola l'Indice di Profitabilità (IP) tramite la formula:

$$\text{IP} = \frac{\text{VAN}}{I_0}$$

## II parte

### PREMESSA

Con il presente documento si intende sviluppare uno studio di fattibilità preliminare inerente la realizzazione di un sistema di trigenerazione abbinato ad un sistema di teleriscaldamento-teleraffrescamento a servizio degli edifici del C.N.R, R.F.X., Torre della Ricerca e Città della Speranza nel Comune di Padova.

Tale intervento trae origine dai seguenti fattori concomitanti:

- la possibilità di installare, presso lo stabilimento “Acciaierie Venete S.p.A.” ubicato nel quartiere di Camin nel Comune di Padova, una centrale di cogenerazione della potenza elettrica di circa 5,5 MWe.
- la presenza a poca distanza dall’insediamento produttivo dell’area della ricerca di Padova complesso immobiliare “Torre della Ricerca”, utenza di tipo centralizzato che potrebbe essere comodamente allacciata ad un eventuale sistema di teleriscaldamento;
- la ditta ” Acciaierie Venete S.p.A.” presenta già esperienza nel settore della generazione elettrica con possibilità di cogenerazione; nello stabilimento ubicato nel quartiere dell’Arcella sempre nel Comune di Padova ha già installato con ottimi risultati una centrale di cogenerazione.

A partire da queste considerazioni, basandosi su dati forniti dalla letteratura e dagli stessi responsabili degli enti e delle aziende coinvolte, è stata effettuata la presente valutazione preliminare finalizzata a definire l’ordine di grandezza degli interventi da realizzare, gli investimenti prevedibili e gli introiti derivanti dall’iniziativa, lasciando a successivi studi specifici il compito di definire nei particolari tutti gli aspetti tecnici in essa correlati.

#### 4.2.1 CARATTERISTICHE INTERVENTO

L'intervento consiste nell'installazione presso lo stabilimento "Acciaierie Venete S.p.A." nel Comune di Padova quartiere Camin di una centrale di cogenerazione costituita da un gruppo Wartsila della potenza elettrica di **5,993 MWe** e potenza termica di **5,690 MW**.

Il gruppo è a servizio dell'utenza elettrica dello stabilimento ed è collegato alla rete di distribuzione attraverso una cabina in alta tensione. L'energia termica cogenerata dal gruppo viene invece trasportata tramite una rete di teleriscaldamento alla vicina area comprendente gli edifici del C.N.R., R.F.X., Torre della Ricerca e Città della Speranza, dove attraverso una sottocentrale l'energia viene ceduta alla rete di teleriscaldamento e raffrescamento interna all'area che ripartisce l'energia fra le varie utenze.

I dati relativi al fabbisogno termico e frigorifero dell'utenza qui riportati derivano da una precedente relazione tecnica riguardante la suddetta area di ricerca in cui si stima il fabbisogno energetico per il riscaldamento e raffrescamento. Per la stima del fabbisogno di potenza essa si basa su alcuni parametri tipici degli edifici, quali la volumetria, l'estensione delle superfici esterne, la destinazione d'uso dell'edificio, la superficie finestrata, l'anno di costruzione e l'andamento della temperatura media oraria per l'anno di osservazione (2006). La temperatura di progetto interna per il riscaldamento è stata assunta pari a 20 °C, mentre per il raffrescamento pari a 27 °C, il tutto in linea con la normativa a riguardo.

Essendo un insieme di edifici già esistenti e altri in progettazione si è perfezionata l'analisi andando a verificare tramite sopralluoghi, dove è stato possibile, l'effettivo stato degli edifici; nel caso invece degli edifici in progettazione si sono reperiti i valori dalla relazione preliminare del progettista.

I dati sulla potenza di progetto per il riscaldamento degli edifici esistenti e quelli di progetto che saranno allacciati alla rete sono riportati nella seguente tabella:

TIPOLOGIA UTENZA	STATO	POTENZA DI CALCOLO (kW)
laboratori CNR	esistenti	1109
laboratorio R.F.X.	progetto	1471
laboratori R.F.X.	esistenti	1153
città della speranza	progetto	662
torre della ricerca	progetto	2589
piastra della ricerca	progetto	285
piastra laboratori	progetto	1124
<b>totale</b>		<b>8393</b>

Tabella 4.2.1 - Tipologia, stato e potenza di calcolo delle utenze servite dalla rete di teleriscaldamento

La somma dei fabbisogni di potenza richiesta per il riscaldamento degli edifici delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento ammonta a 8393 kW. Tale potenza, come si evince dalla tabella precedente, comprende le potenze delle strutture esistenti e di quelle in fase di progettazione.

Per quanto concerne la stima della potenza frigorifera necessaria, nella tabella seguente è riportato il fabbisogno degli edifici formanti l'utenza oggetto del presente studio di fattibilità.

TIPOLOGIA UTENZA	STATO	POTENZA DI CALCOLO (kW)
laboratori CNR	esistenti	762
laboratorio R.F.X.	progetto	1375
laboratori R.F.X.	esistenti	839
città della speranza	progetto	552
torre della ricerca	progetto	1320
piastra della ricerca	progetto	203
piastra laboratori	progetto	468
totale		5521

Tabella 4.2.2 - Tipologia, stato e potenza di calcolo delle utenze servite dalla rete di teleraffrescamento

La somma dei fabbisogni di potenza frigorifera richiesta per il raffrescamento degli edifici delle utenze allacciate alla rete di teleraffrescamento, ammonta a 5521 kW. Tale potenza, come si evince dalla tabella precedente, comprende le potenze delle strutture esistenti e di quelle in fase di progettazione, ma non la potenza frigorifera necessaria a processi criogenici utilizzati nei laboratori R.F.X. e C.N.R che si preferisce alimentare con sistemi tradizionali.

A tali valori assoluti vanno applicati i relativi coefficienti di contemporaneità, entrambi fissati al valore cautelativo (visto l'elevato numero di sottoutenze) di 0,8. Quindi le potenze massime stimate ammontano a 6714 kW per il riscaldamento e 4416 kW per il raffrescamento.

Per stabilire la potenza totale annua richiesta dall'utenza è stata costruita la curva di durata della potenza richiesta in centrale, relativa allo spazio temporale di un anno.

La curva di durata della potenza è un grafico cartesiano dove sull'asse delle ascisse sono riportate le ore di un anno, mentre sull'asse delle ordinate sono riportate le potenze richieste in centrale termica,

e la curva è costruita riportando in ordine decrescente i valori delle potenze orarie calcolati su un intero anno.

Per la costruzione della curva di durata sono stati impiegati i dati climatici orari comunicati da ARPAV – Centro Meteorologico di Teolo, registrati in continuo da una centralina meteorologica installata presso il comune di Legnaro (Pd), distante circa 8 km in linea d'aria dalla zona oggetto del presente studio, relativi all'anno 2006 che ha registrato una temperatura media di 13,53 °C, una massima di 33,5 °C e una minima pari a -7,5 °C.

Il grafico seguente riporta l'andamento delle temperature medie orarie (°C) per l'anno di osservazione 2006.

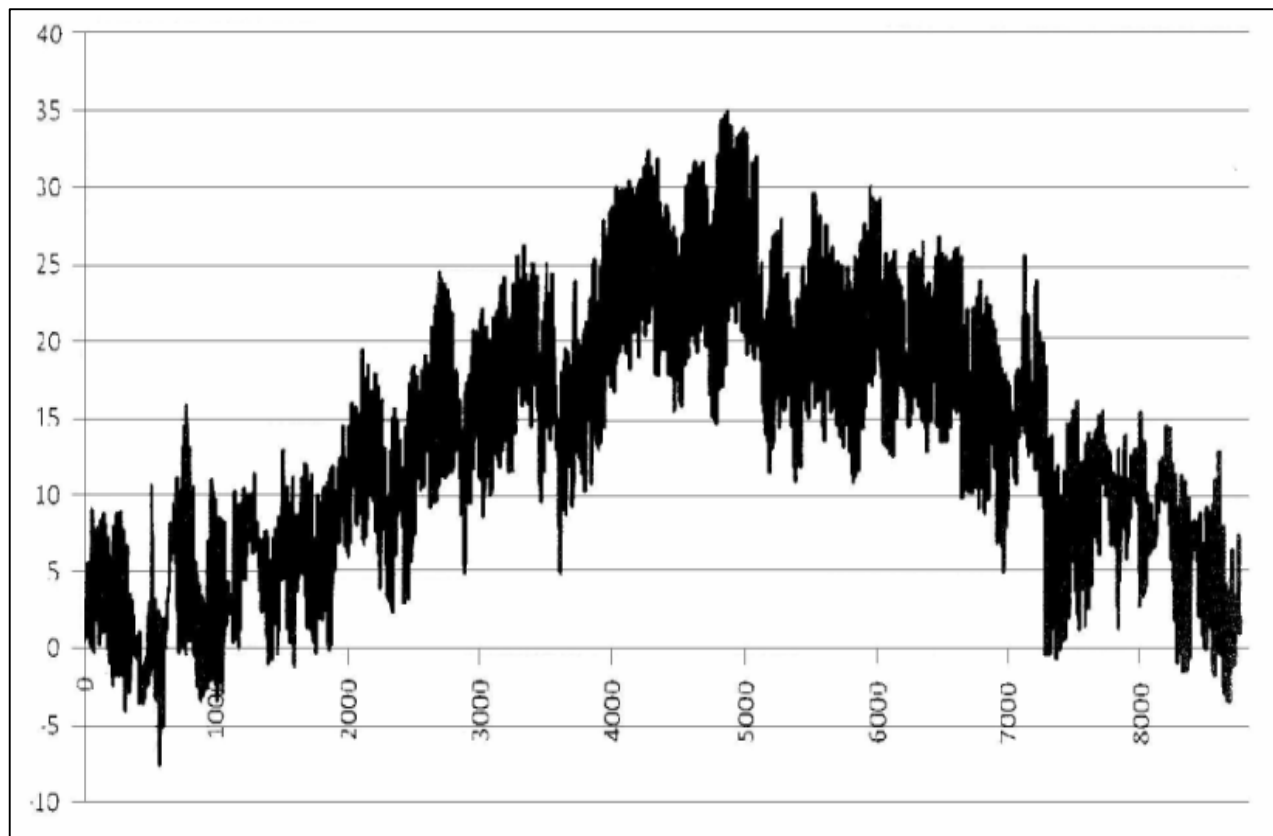


Figura 4.2.1 – Grafico andamento temperature medie orarie anno 2006

Per quanto riguarda la potenza dissipata dalla rete di distribuzione interna all'utenza, non disponendo delle temperature orarie del terreno che avrebbero permesso una maggiore precisione, si è proceduto a stimare il calore disperso nell'ora più calda dell'anno e in quella più fredda, fissando cautelativamente due temperature esterne pari rispettivamente a 20 °C e 5 °C, e facendo variare linearmente i valori di potenza calcolati su tutte le altre ore dell'anno. Il consumo di acqua calda per usi sanitari è stato stimato sulla base della tipologia di utenze servite.



Nel periodo compreso fra il 10 maggio ed il 10 settembre si considerano inattivi gli impianti di riscaldamento. La potenza termica fornita alla sottocentrale sarà quindi solo quella necessaria alla produzione di acqua calda per usi sanitari, per compensare le perdite di calore della rete e quella necessaria per alimentare il gruppo frigo ad assorbimento.

Per calcolare la potenza termica ceduta ai gruppi frigo ad assorbimento per ogni ora, noti i dati relativi al riscaldamento dei vari ambienti per carichi interni, il rapporto fra temperatura interna (fissata a 27 °C) ed esterna e il calore per irraggiamento proporzionale alla radiazione solare si è tarato il risultato ottenuto in precedenza (Pt) ricavando la potenza necessaria per soddisfare la domanda complessiva di fresco in un'ora estiva.

Noti, per ciascuna ora, la temperatura esterna, il valore della potenza relativo alle perdite di rete, alla produzione di acqua calda sanitaria, al gruppo frigo ad assorbimento e quindi della potenza necessaria per riscaldare e rinfrescare gli edifici, si può risalire al valore della potenza assorbita dall'utenza ora per ora. I valori della potenza oraria così individuati sono rappresentati nei grafici delle pagine seguenti.

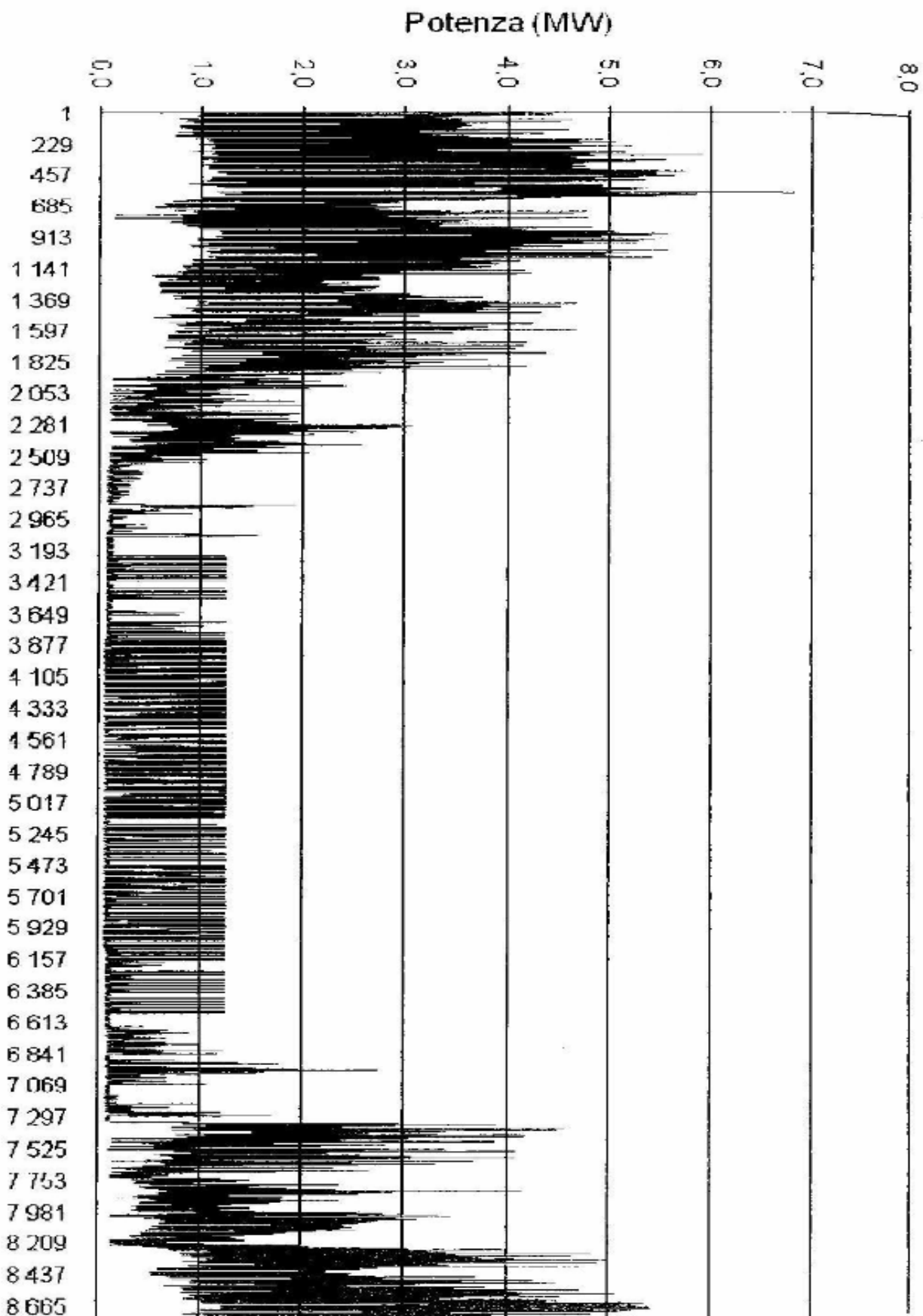


Figura 4.2.2 – Stima dell'andamento orario della potenza (termica e frigorifera) richiesta dall'utenza

Ponendo in ordine decrescente i valori si ottiene la curva di durata.

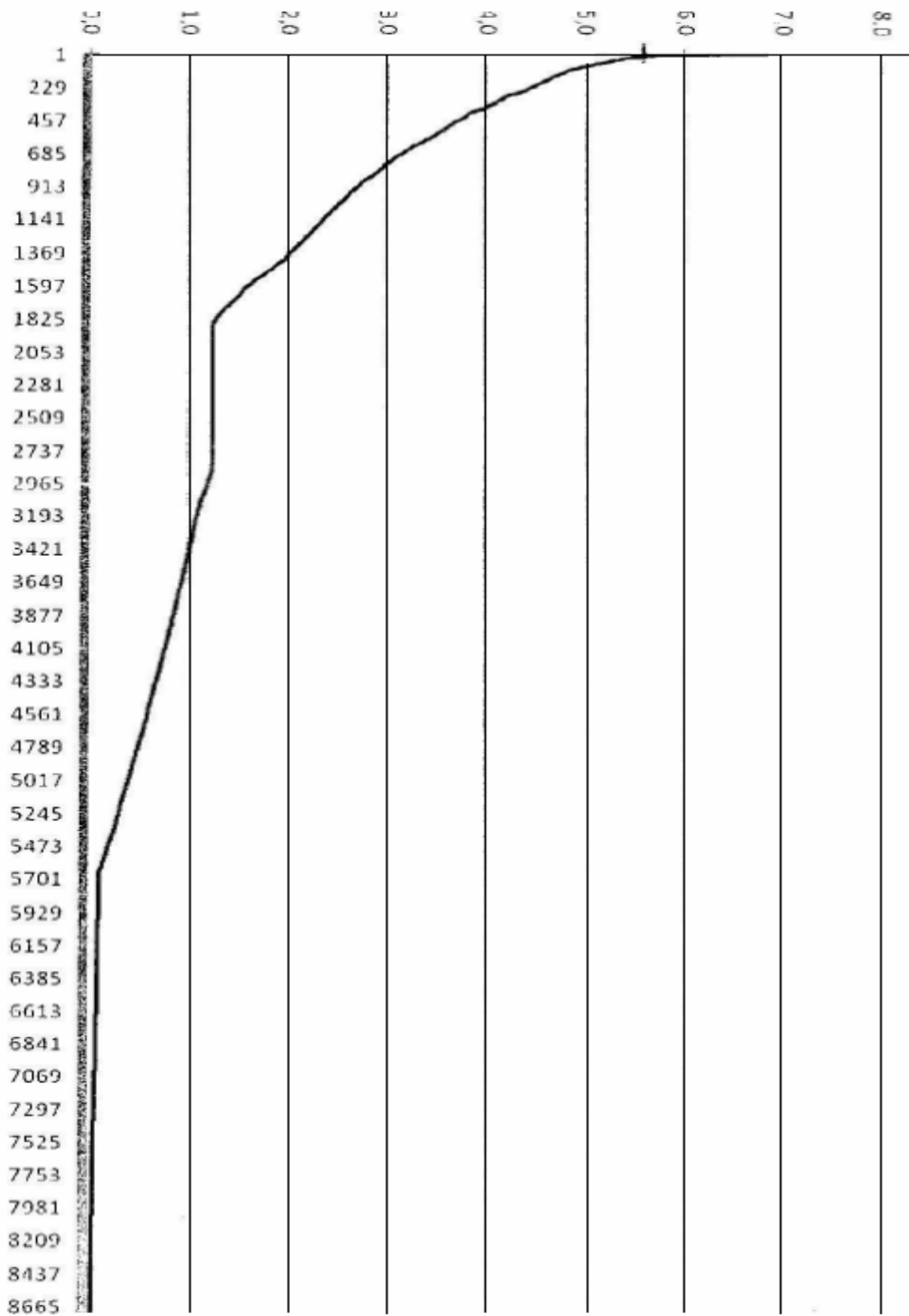


Figura 4.2.3 – Stima della curva di durata della potenza richiesta dall'utenza.

Nella tabella seguente vengono poi riportati i valori complessivi annui relativi ai vari consumi.

Energia riscaldamento	6674	MWh
Energia A.C.S.	234	MWh
Energia richiesta ai gruppi frigo	2706	MWh
Energia dissipata nella rete d'utenza	613	MWh
Energia totale ceduta all'utenza	10227	MWh

Tabella 4.2.3 – Stima consumi annui.

Bisogna sottolineare che il valore dell'energia frigorifera stimato in tabella non rappresenta l'energia termica necessaria ai gruppi frigo ma bensì quella richiesta dall'utenza, e che in nessun valore è stato pesato il rendimento della rete di teleriscaldamento che collegherà l'impianto di produzione all'utenza. Pesando i rendimenti delle apparecchiature scelte (gruppi frigo e rete di teleriscaldamento) si avrà la reale quantità di energia termica che l'impianto di cogenerazione dovrà produrre ed essa sarà sicuramente maggiore del valore sopra indicato.

#### 4.2.1.1 DIMENSIONAMENTO GENERATORI DI CALORE

Come già accennato nella premessa, la ditta "Acciaierie Venete S.p.A." presenta già in un altro stabilimento un motore cogenerativo Wartsila 18V34SG della potenza elettrica di 5993 kW e della potenza termica di 5690 kW ad elevato rendimento. Tale impianto risulta avere caratteristiche ideali per soddisfare il fabbisogno termico. Osservando la curva di potenza (Figura 4.2.2) e la curva di durata (Figura 4.2.3), il picco massimo di richiesta è 6714 kW ma riguarda un numero minimo di ore, mentre nella quasi totalità dell'anno è sufficiente un valore di potenza anche minore di quello messo a disposizione dal suddetto impianto.

I generatori installati devono consentire di soddisfare il fabbisogno di potenza termica e frigorifera in tutte le situazioni di esercizio e quindi devono essere in grado di adeguarsi alle variazioni di potenza richiesta dall'utenza. In realtà, la grande massa d'acqua in circolo all'interno della rete permette di attenuare le forti oscillazioni di richiesta, rendendo in parte non completamente dipendenti il valore di potenza necessaria alle utenze e quello fornito dalla centrale.

Anche il sistema di tele-gestione dei vari edifici e delle relative sottocentrali può essere utilizzato per contenere i picchi di richiesta termica, parzializzando con criteri e priorità definite la cessione di potenza agli stessi.

In più si consiglia l'installazione nella centrale termica di un sistema di accumulo, un sistema di produzione di calore tradizionale e un sistema di valvole e scarico che permetta di bloccare la generazione termica continuando a produrre energia elettrica. Ciò permetterebbe di:

- avere una produzione elettrica nettamente scollegata alla richiesta di energia termica, si massimizzano le ore di generazione elettrica e il profitto da esse derivanti;
- continuare a produrre energia elettrica nonostante l'incombere di eventuali problemi alla rete di gestione del calore;
- produrre energia termica con il cogeneratore a piena potenza per un numero massimo di ore senza doverlo costringere all'inseguimento del carico termico richiesto;
- rispondere istantaneamente tramite le caldaie di integrazione nel caso il carico superi il massimo producibile dal solo impianto di cogenerazione;
- sopperire temporaneamente ad un guasto od a una ridotta capacità di generazione termica da parte dell'impianto di cogenerazione.

#### 4.2.1.2 CENTRALE COGENERATIVA

Il motore scelto è un Wartsila 18V34SG, cioè un motore a quattro tempi, 18 valvole, a combustione interna e alimentato a gas naturale. Tali tipologie di motori sono caratterizzate da un manovellismo di spinta costituito dall'insieme di pistone, biella e manovella; il pistone è alloggiato nel cilindro entro il quale si realizza la combustione. La combustione genera una spinta meccanica sul pistone e lo mette in movimento lungo l'asse del cilindro: il pistone per effetto delle combustioni intermittenti si muove di moto alternativo e trasmette l'energia meccanica all'albero motore attraverso il manovellismo di spinta. Tale energia meccanica è trasferita ad un alternatore che presiede alla conversione in energia elettrica a corrente alternata.

Per il recupero del calore esistono tre circuiti distinti, per sfruttare contemporaneamente e in maniera distinta il calore contenuto sia nei gas di scarico, sia nei circuiti di raffreddamento ad acqua ed a olio. Ciò può facilmente permettere di regolare la potenza termica disponibile, andando ad attivare in base al carico richiesto solo i "circuiti strettamente necessari".

Di seguente riportiamo uno schema di massima dei circuiti di recupero per il calore e una tabella riassuntiva dei dati tecnici principali relativi all'impianto cogenerativo.

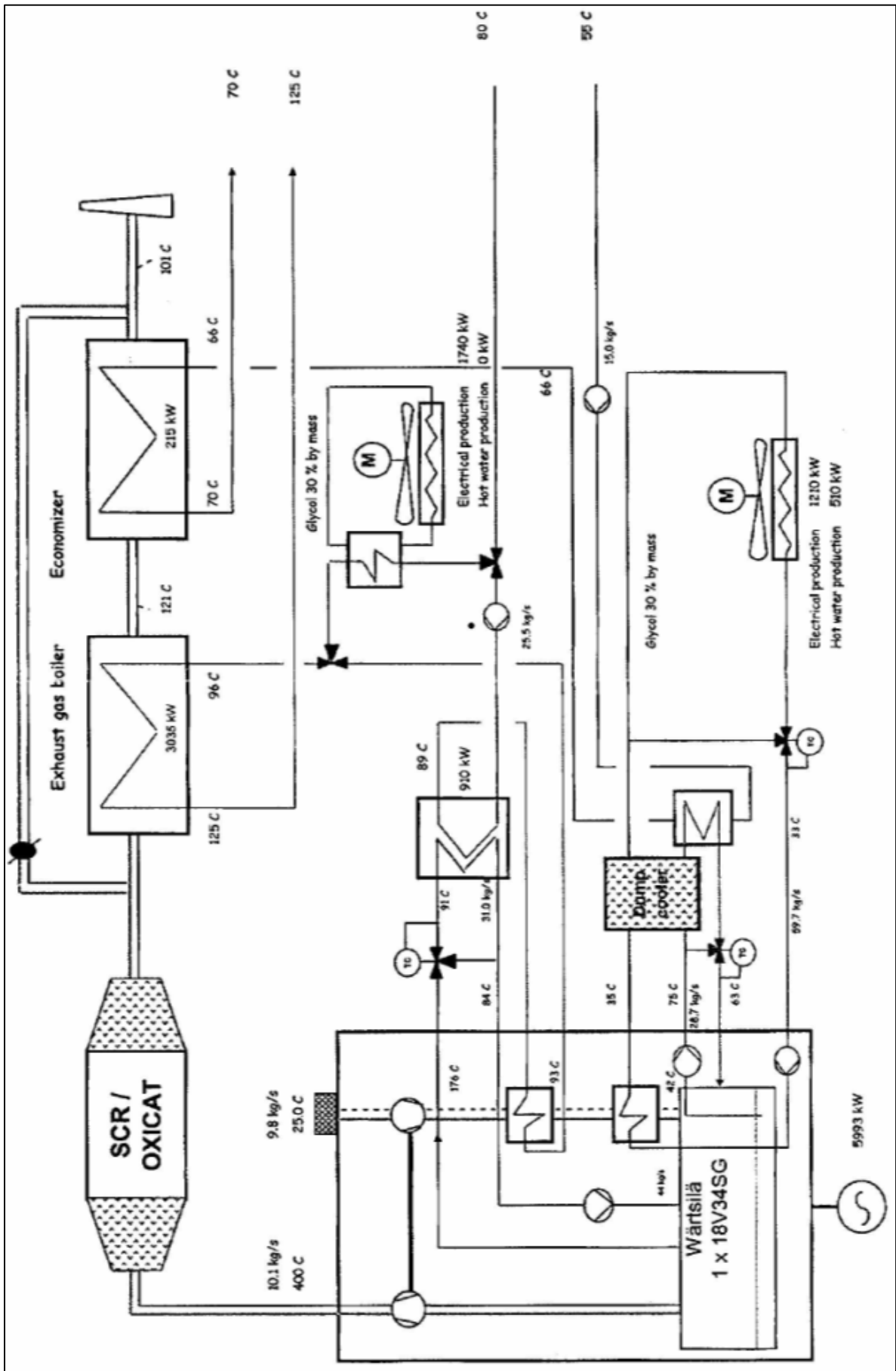


Figura 4.2.4 - Schema di massima dei circuiti di recupero per il calore

Sigla identificativa	18V34SG	
Frequenza di funzionamento	50 (60)	Hz
Emissioni NOx	250	mg/Nmc
Combustibile consumato	13143	kW
Potenza elettrica	5993	kW
Produzione acqua calda 80/125	4775	kW
Produzione acqua calda 55/70	915	kW
Efficienza elettrica	45.7	%
Efficienza totale	88,9	%

Tabella 4.2.4 – Caratteristiche nominali impianto di cogenerazione

Come sistema di integrazione tradizionale si consiglia l'installazione di due caldaie a metano di potenza utile pari a 3000 kW ciascuna. Ciò consente di avere anche in caso di avaria del motore di cogenerazione (evento peraltro poco usuale) circa 6000 kW di potenza disponibile in centrale, garantendo il servizio nelle ore critiche senza disagi. L'intero impianto di generazione termica deve poi essere abbinato ad un sistema di accumulo termico realizzato tramite serbatoi coibentati che permettano pure un preciso inseguimento del fabbisogno termico.

Ovviamente saranno necessari l'installazione e la costruzione delle opere civili e di tutti quei circuiti ausiliari necessari per la messa in sicurezza e per la gestione della centrale. Sarà inoltre doveroso adeguare la cabina di alta tensione all'allacciamento dell'impianto cogenerativo e alla misura e gestione dell'energie elettrica sia entrante sia uscente in conformità a tutte le leggi previste.

#### 4.2.1.3 RETE DI DISTRIBUZIONE

La distanza fra lo stabilimento dell'azienda "Acciaieria Venete S.p.A" e l'area indicata come utenza è in linea aerea equivalente circa a 1,8 km. In tale relazione, causa possibili impedimenti, si è scelto di adottare la distanza cautelativa di **2,0 km**. Il collegamento verrà garantito da un sistema di tubazioni analogo a quello utilizzato per la distribuzione interna all'area di ricerca.

La rete di distribuzione sarà formata da due tubi, uno per la mandata e uno per il ritorno dell'acqua in centrale, in modo da formare un anello chiuso, senza cessione d'acqua all'esterno. La rete di teleriscaldamento sarà costituita da una doppia tubazione di acciaio (St37) preisolato con

poliuretano e rivestita con una guaina di polietilene ad alta densità (sistema bonded) munita di sistemi di cavi di allarme il tutto a norma di legge. Le condizioni nominali di funzionamento sono state fissate in prima ipotesi pari a 125 °C – 80 °C, rispettivamente come temperatura di mandata e ritorno della rete e si ipotizza un rendimento cautelativo del **90 per cento**.

Per l'energia frigorifera (essendo necessario un sistema di distribuzione dedicato), per non aumentare ulteriormente il costo totale della rete, si preferisce posizionare l'intera centrale di produzione dell'energia frigorifera all'interno della sottocentrale ubicata nell'area di proprietà dell'utenza.

#### 4.2.1.4 SOTTOCENTRALE DI UTENZA

Presso l'utenza dovrà essere installata una sottocentrale sia per lo scambio di energia termica con la rete di collegamento sia per la produzione dell'energia frigorifera richiesta.

La centrale sarà dotata di scambiatori di calore, per mezzo dei quali l'energia del fluido termovettore primario circolante nella rete di collegamento sarà ceduto al circuito di distribuzione interno all'utenza: si realizza così una separazione idraulica tra il circuito primario ed il circuito secondario d'utenza.

Saranno necessari un adeguato sistema di sicurezza e di misura dell'energia ceduta. Fondamentale sarà poi il sistema di regolazione e gestione del carico collegato anche con la centrale di cogenerazione.

Per la produzione dell'energia frigorifera necessaria verranno installati all'interno della sottocentrale due gruppi frigo ad assorbimento della potenza di **1100 kW** cadauno, e un gruppo frigo con compressore centrifugo da 2000 kW dal doppio compito di integrazione e riserva. A differenza di quanto previsto per la produzione termica, non sembra necessario installare gruppi frigo di sola scorta, in quanto la rete non è posta a servizio di utenze sensibili per le quali debba essere garantito il servizio di continuità, per cui non sembra opportuno gravare economicamente il costo dell'opera. Si lascia comunque la possibilità, su richiesta dall'utenza, di rivedere tale decisione andando ovviamente a correggere gli accordi sui prezzi dell'energia frigorifera ceduta.

Il raffreddamento del condensatore del gruppo frigo ed il raffreddamento degli assorbitori dei gruppi ad assorbimento sarà garantito da una batteria di torri evaporative installate all'aperto. In tale



studio di fattibilità sono state considerate due torri con ventilatore assiale in depressione, alimentate con acqua calda alla temperatura di 34,5°C opportunamente trattata con prodotti antilegionella e dalla capacità di dissipazione di 2531 kW cadauno.

#### GRUPPO FRIGO AD ASSORBIMENTO

Il ciclo frigorifero si basa sull'evaporazione e sulla successiva condensazione di un fluido frigorifero, composto nello specifico da acqua e bromuro di litio. Nell'evaporazione il fluido frigorifero portato a bassa pressione, assorbe calore dal fluido di ritorno della rete di teleraffrescamento; nel condensatore esso invece cede calore all'ambiente esterno, tramite un circuito di raffreddamento (le torri evaporative).

Il principio è lo stesso dei gruppi a compressione tradizionale, ma si differenzia da essi per l'assenza del compressore. E' sempre presente un evaporatore, all'interno del quale si espande il refrigerante, con la conseguente sottrazione di calore al fluido da refrigerare, che viene fatto circolare in una serpentina all'interno dell'evaporatore stesso. Tuttavia i gruppi ad assorbimento utilizzano una soluzione assorbente per consentire il trasferimento del fluido refrigerante dalla zona a bassa pressione alla zona ad alta pressione, mantenendolo allo stato liquido ed evitando così come detto l'impiego di un compressore, che è sostituito da una pompa.

La macchina ad assorbimento si compone di un evaporatore, di un condensatore, di un assorbitore, di un generatore e di una pompa di soluzione. La compressione del vapore refrigerante non viene ottenuta come nei sistemi tradizionali tramite l'energia elettrica ( il compressore nella maggior parte dei casi è elettrico) ma bensì tramite l'azione combinata dell'assorbitore, della pompa di soluzione e del generatore.

La macchina necessita di una quantità di calore ad alta temperatura che deve essere ceduta nel generatore per consentire l'evaporazione del refrigerante. Tale quantità di calore è fornita ovviamente dall'energia termica prodotta dal cogeneratore.

Nella tabella seguente si riassumono i parametri di funzionamento del singolo gruppo frigo ad assorbimento.

Tipologia	Monostadio ad acqua
Potenza frigo massima	1100 kW
Potenza frigo minima	100 kW
Potenza termica immessa	1692 kW
COP nominale	0,65
Temperatura mandata e ritorno acqua di torre	29,5 – 34,5 °C
Temperatura mandata e ritorno acqua refrigerata	6,0 – 11,0 °C
Temperatura mandata e ritorno acqua calda	95,0 – 75,0 °C

Tabella 4.2.5 - Caratteristiche gruppo frigo ad assorbimento

#### 4.2.2 TERMINI DELL'INIZIATIVA

L'iniziativa prevede la realizzazione di un sistema di teleriscaldamento - teleraffrescamento alimentato dalla centrale di trigenerazione ubicata presso lo stabilimento "Acciaierie Venete S.p.A." di Padova quartiere Camin per soddisfare il fabbisogno termico dell'area comprendente gli edifici del C.N.R, R.F.X., Torre della Ricerca e Città della Speranza.

La potenza massima richiesta dall'utenza termica dovrebbe essere dell'ordine dei 6 MWt per un consumo annuo di circa **10227 MWh** (energia termica 7521 MWh più energia frigorifera 2706 MWh). Tali valori di potenza ed energia richiesta è congruente e compatibile con la potenza resa disponibile dal gruppo di generazione durante il suo funzionamento. Al riguardo si devono necessariamente sottolineare gli aspetti seguenti:

- l'affidabilità della macchina di cogenerazione installata, qualunque essa sia, non è tale da evitare la predisposizione di un sistema di produzione di energia termica di riserva;
- parte della potenza termica resa dalla macchina è funzionale ai cicli tecnologici dello stabilimento.

Sulla base di quanto sopra, si propone la configurazione del sistema di seguito descritta:

- si prevede la realizzazione di un impianto di cogenerazione alimentato a gas naturale collegato alla rete elettrica tramite l'adeguamento della già presente cabina di alta tensione e collegato all'utenza termica tramite una rete di teleriscaldamento opportunamente costruita;

- l'impianto di cogenerazione e la relativa rete di teleriscaldamento saranno muniti di appositi sistemi di gestione, controllo e sicurezza;
- presso la centrale di cogenerazione verrà installata una caldaia di integrazione/riserva e sistema di accumulo;
- presso l'utenza termica verrà installata una sottocentrale per lo scambio dell'energia termica e la produzione dell'energia frigorifera munita di tutti i sistemi di misura, controllo ed emergenza necessari;
- all'utenza verrà contabilizzato il calore e l'energia frigorifera fornita dalla sottocentrale.

Le condizioni e i parametri tecnici dell'iniziativa sono stati raccolti ed elaborati nella tabella seguente.

Per la determinazione delle ore di generazione di energia elettrica ci si è basati sulle informazioni riguardanti il funzionamento relativo all'anno 2006 (circa **3180 h**) dell'impianto gemello, già più volte citato, di proprietà della stessa "Acciaieria Veneta S.p.A.". Ciò può considerarsi corretto partendo dal presupposto che la produzione di energia elettrica sarà, in termini di ore di funzionamento a piena potenza, sicuramente maggiore della produzione termica. I due sistemi di generazione sono di fatto non vincolati fra loro. E' previsto infatti un sistema per produrre energia elettrica in maniera indifferente al carico termico richiesto basato sull'accumulo del calore e la possibilità di escludere i componenti termici.

Essendo consigliabile produrre la quantità di energia elettrica maggiore possibile, si è considerato sicuro il fatto di adempiere con tale funzionamento alla produzione del carico termico richiesto dall'utenza. Si fa inoltre presente che nel caso ciò non fosse esatto, cioè si dovesse aumentare le ore di generazione elettriche per soddisfare il fabbisogno giornaliero di calore, si incomberebbe in una situazione ancora migliore di quella prevista, perché si avrebbe una maggiore spesa per il combustibile ma contemporaneamente crescerebbero gli introiti derivanti dalla maggiore produzione di energia elettrica.

## Dati Tecnici

Grandezza conosciute	Simbolo		Valore	Unita di misura
Ore di generazione elettrica anno	h	=	3.180,000	h
Potere calorifico inferiore normativa	PCIn	=	8,250	kcal/Smc
Rapporto MWh/MJ	r	=	0,000278	MWh/MJ
Potenza termica nominale	Ptn	=	5,690	MW
Potenza elettrica nominale	Pen	=	5,993	MWe

Potenza in ingresso nominale	Pc	=	13,143	MW
Potenza frigo nominale	Pfn	=	2,200	MW
COP nominale	COPn	=	0,650	-
Energia elettrica ausiliari	Eeaus	=	405,000	MWhe
Rendimento rete teleriscaldamento	$\eta_{rete}$	=	0,900	-
Energia frigorifera utile	Ef	=	2706,000	MWh
Energia termica utile	Et	=	7521,000	MWh
<b>Alimentazione</b>				
Energia in ingresso annua	Ec	=	41.794,740	MWh
= Pc * h				
Energia in ingresso annua MJ	E'c	=	150.340.791,367	MJ
= Ec / r				
Potere calorifico inferiore	PCI	=	34,530	MJ/Smc
= PCIn * 4185,5 / 1000				
Combustibile annuo	Qc	=	4.353.870,798	Smc
= E'c / PCI				
Consumo istantaneo medio annuo	C	=	0,380	Smc/s
= Qc / ( h * 3600 )				
<b>Energia elettrica</b>				
Energia elettrica prodotta lorda	Eel	=	19.057,740	MWhe
= Pen * h				
Energia elettrica prodotta netta	Een	=	18.652,740	MWhe
= Eel - Eeaus				
Rendimento elettrico medio	$\eta_e$	=	0,456	-
= Eel / Ec				
<b>Energia frigorifera</b>				
Rendimento frigorifero medio	$\eta_f$	=	0,065	-
= Ef / Ec				
Energia termica prodotta per raffrescamento	Etf	=	4625,641	MWh
= Ef / ( COPn * $\eta_{rete}$ )				
<b>Energia termica</b>				
Energia termica prodotta per riscaldamento	Ett	=	8356,667	MWh
= Et / $\eta_{rete}$				
Energia termica prodotta totale	Etp	=	15877,667	MWh
= Etf + Ett				
Rendimento termico medio	$\eta_t$	=	0,380	-
= Etp / Ec				
<b>Rendimento complessivo</b>				
Rendimento annuo	$\eta$	=	0,701	- ( < 0,75 )
= (Eel + Et + Ef) / Ec				
Rendimento in cogenerazione	$\eta_{chp}$	=	0,889	-
= (Pe + Pt) / Pc				
Fattore di utilizzazione	fu	=	0,363	-
= h / ore anno				

Note dati di targa o da normativa - dati utenza - dati produttore

Tabella 4.2.6 – Calcolo dati funzionamento tecnico

### 4.2.3 ANALISI DELL'INVESTIMENTO

Il capitolo seguente ha l'obiettivo di raccogliere le informazioni economiche necessarie alla valutazione dell'investimento per la realizzazione dell'impianto di trigenerazione e delle reti energetiche. E' stata eseguita un'analisi dell'investimento mirata al calcolo dei seguenti parametri e grafici:

- Pay Back (PB);
- Valore Attuale Netto (VAN) a 15 anni;
- Tasso Interno di Rendimento (TIR) dell'investimento;
- Tasso medio annuo di redditività (ROI) dell'investimento;
- Flusso di cassa attualizzato;
- Indice di Profittabilità (IP).

Tutti indici sono già stati ampiamente spiegati (parte I capitolo 4.1.6).

L'analisi dell'investimento vera e propria è preceduta da una stima dei costi e dei ricavi.

Nei primi due paragrafi si riporta la stima dei costi dell'impianto, suddivisi in costi di investimento ed in costi di gestione annua, il tutto diviso in relazione alla finalità produttiva e possibili combinazioni:

- solo produzione di calore ( t );
- solo produzione di energia frigorifera ( f );
- produzione combinata di calore e energia frigorifera ( t + f );
- solo produzione elettrica ( e );
- produzione combinata di elettricità e calore ( e + t );
- produzione combinata di elettricità, calore ed energia frigorifera ( e + t + f );
- co(-tri)generazione ad alto rendimento ( e + t + f + b );

Tale divisione è mantenuta anche nel calcolo nell'esposizione dei vari parametri economici così da rendere immediata la valutazione di tutte le possibili combinazioni.

Nel terzo paragrafo sono invece riportati i ricavi conseguiti dalla vendita di energia elettrica, termica, frigorifera e dallo scambio dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianche) acquisiti.

#### 4.2.3.1 COSTI DI INVESTIMENTO

I costi presentati di seguito sono stati stimati in seguito a consultazioni con esperti e ditte del settore e basandoci su relazioni tecniche trattanti casi analoghi.

Per quanto riguarda la sottocentrale d'utenza, si sottolinea che nell'ambito della produzione di energia frigorifera e termica si sono considerati a carico del produttore (nel nostro caso "Acciaierie Venete S.p.A.") solo i costi aggiuntivi dovuti alla scelta di utilizzare il calore derivante dalla cogenerazione anziché coprire l'intero fabbisogno con le tradizionali tecnologie. Si è quindi scelto di non mettere totalmente a carico del produttore i sistemi di integrazione, gestione e messa in sicurezza e di non considerare nei costi tutto ciò che riguarda la distribuzione dell'energia nel perimetro interno all'utenza, essendo questi costi obbligati con qualunque scelta optata per la produzione dell'energia termica necessaria.

##### INVESTIMENTO ELETTRICO ( e )

Descrizione investimento	Spesa stimata
Impianto di cogenerazione privo dei componenti necessari per il recupero del calore, comprendente le opere civili, le opere elettriche per l'allacciamento alla rete e i sistemi di alimentazione, controllo e emergenza.	2200000€
Addestramento personale	5000€
<b>totale</b>	<b>2205000€</b>

Tabella 4.2.7 – Spesa investimento elettrico

##### INVESTIMENTO TERMICO ( t )

Descrizione investimento	Spesa stimata
Integrazione dei componenti necessari per il recupero del calore all'impianto di cogenerazione e sistemi di centrale (serbatoi, sistemi di espansione, scambiatori, quadri, camini, pompaggi...)	350000€
Caldaie a metano di integrazione	300000€

Realizzazione rete di teleriscaldamento della lunghezza di 2000m	1134000€ (costo unitario 567€/m)
Sovraccosto sottocentrale di utenza e sistemi di centrale (scambiatori di calore, sistemi di misura, sicurezza e gestione...)	210000€
<b>totale</b>	<b>1994000€</b>

Tabella 4.2.8 – Spesa investimento termico

#### INVESTIMENTO FRIGORIFERO

Descrizione investimento	Spesa stimata
Gruppi frigo ad assorbimento	330000€
Sovraccosto gestione centrale di teleraffrescamento e sistemi di centrale (torri di raffreddamento, sistemi di gestione, compensazione, misura, messa in sicurezza...)	120000€
<b>totale</b>	<b>450000€</b>

Tabella 4.2.9 – Spesa investimento frigorifero

#### 4.2.3.2 COSTI DI GESTIONE

La gestione di un impianto di produzione di energia elettrica e termica è caratterizzata da una serie di costi fissi e variabili che comprendono:

- la spesa per la manutenzione ordinaria e straordinaria del cogeneratore;
- la spesa delle manutenzione ordinaria della sottocentrale e della rete di collegamento;
- l'assicurazione dell'impianto,
- la spesa del personale per la gestione dell'impianto.

I dati qui riportati riassumono, arrotondati per eccesso, la totalità dei suddetti costi:

Spesa “manutenzione elettrica”	<b>100000 €</b>
Spesa “manutenzione termica”	<b>70000 €</b>
spesa “manutenzione frigorifera”	<b>10000 €</b>

Tabella 4.2.10 – Costi di gestione

A ciò si aggiunge la spesa per l'acquisto del combustibile che noi consideriamo totalmente a carico della produzione elettrica, in quanto con o senza la produzione termica il consumo di combustibile non varia, ma in assenza di produzione elettrica non è possibile il recupero di calore (o comunque non ha senso).

Sia per l'utilizzo del metano in ambito di cogenerazione sia per quanto riguarda l'autoconsumo elettrico si ha diritto ad un'accisa agevolata (vedere capitolo 3.3) e quindi il costo unitario da un valore di riferimento assunto pari a 0,32 €/Nmc è ridotto ad un valore pari a 0,307 €/Nmc (**0,290 €/Smc**).

#### 4.2.3.3 RICAVI

I ricavi derivanti dalla gestione della centrale di trigenerazione sono imputabili a:

- vendita di energia termica all'utenza;
- vendita di energia frigorifera all'utenza;
- vendita e/o mancato esborso per l'energia elettrica prodotta e/o autoconsumata;
- ricavi legati alla vendita dei Titoli di Efficienza Energetica a cui si ha diritto grazie al riconoscimento di produzione in regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Per il calcolo dei TEE a cui si ha diritto e dei parametri richiesti dalla normativa per il riconoscimento del regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento si sono usate le seguenti tabelle elettroniche di calcolo.

Energia Elettrica da Cogenerazione (CHP)				
Grandezza	simbolo		valore	unità di misura
Quantità di calore utile prodotto mediante cogenerazione	HCHP	=	10227,000	MWh
Rapporto effettivo energia/calore	C	=	1,053	-
Energia elettrica da cogenerazione = HCHP * C	ECHP	=	10771,601	MWhe
Energia elettrica da non cogenerazione = Eel - ECHP	EnonCHP	=	8286,139	MWhe
Valore specifico dell'impianto per la produzione di elettricità = 1 / ηe	η <sup>-1</sup>	=	2,1930586	-
Carburante di alimentazione da non cogenerazione = EnonCHP * η <sup>-1</sup>	EcnonCHP	=	18171,988	MWh

Tabella 4.2.11 – Calcolo energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento (CHP)



Calcolo Risparmio di Energia Primaria PES				
Grandezza	simbolo		valore	unità di misura
Risparmio di energia primaria	PES	=	26,593	% (>10%)
Grandezze calcolo PES				
Rendimento annuo di calore utile	HCHP	=	10227,000	MWh
Elettricità annua da cogenerazione	ECHP	=	10771,601	MWhe
Carburante di alimentazione in cogenerazione = Ec - EcnonCHP	EcCHP	=	23622,752	MWh
Rendimento termico della produzione mediante cogenerazione = HCHP / EcCHP	CHPH $\eta$	=	0,433	-
Rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione = ECHP / EcCHP	CHPE $\eta$	=	0,456	-
Rendimento di riferimento per la produzione separata di calore dati normativa	RefH $\eta$	=	0,900	-
Rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità = RefE $\eta$ ' * p	RefE $\eta$	=	0,517	-
Rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità non corretto	RefE $\eta$ '	=	0,522	-
Coefficiente per le minori perdite di trasporto e trasformazione = (pim * E%rete + paut * E%aut) / 100	p	=	0,991	-
Grandezze calcolo p				
Percentuale messa in rete	E%im	=	41,800	%
Percentuale autoconsumata	E%aut	=	58,200	%
Coefficiente per le minori perdite energia immessa	pim	=	1,000	-
Coefficiente per le minori perdite energia autoconsumata	paut	=	0,985	-

Tabella 4.2.12 – Calcolo indice di Risparmio Energia Primaria (PES)

CALCOLO TEE				
SCHEDA 22-bis				
Situazione preesistente				
"Rendimento termico di confronto" per gli usi civili	$\eta_{t,R}$	=	0,800	-
Percentuale consumi diversi da gas naturale	pIII	=	0,000	-
Percentuale consumi di gas naturale	pII	=	1,000	-
Alimentazione del sistema di teleriscaldamento				
Combustibile totale gas metano	Ec1	=	41794,740	MWh
Altri combustibili	Ec2	=	0,000	MWh
Energia primaria non rinnovabile	EPc	=	3594,348	tep
Rapporto gas naturale su totale	X	=	1,000	-

= $E_{c1} / E_{ctot}$				
Rapporto altri combustibili su totale	1-X	=	0,000	-
<b>Energia termica</b>				
Immessa in rete	$E_t$	=	7521,000	MWh
Fornita a tutte le utenze	$E_{ft}$	=	7521,000	MWh
Fornita alle sole nuove utenze civili	$E_{ft\_Nciv}$	=	7521,000	MWh
Energia primaria corrispondente termica	$E_{Pt}$	=	808,508	tep
= $E_{ft} / \eta_{t,R} * 0,086$				
Energia primaria corrispondente termica solo nuove utenze	$E_{Pt\_Nciv}$	=	808,508	tep
= $E_{ft\_Nciv} / \eta_{t,R} * 0,086$				
<b>Energia frigorifera</b>				
Fornita a tutte le utenze	$E_{Ff}$	=	2706,000	MWh
Fornita alle sole nuove utenze civili	$E_{Ff\_Nciv}$	=	2706,000	MWh
Energia primaria corrispondente	$E_{Pf}$	=	168,674	tep
= $E_{ft} * 0,187 / 3$				
Energia primaria corrispondente termica solo nuove utenze	$E_{Pf\_Nciv}$	=	168,674	tep
= $E_{ft\_Nciv} * 0,187 / 3$				
Percentuale nuove utenze	$\Phi$	=	1,000	-
= $( E_{Pt\_Nciv} + E_{Pf\_Nciv} ) / ( E_{Pt} + E_{Pf} )$				
<b>Energia elettrica</b>				
Netta prodotta	$E_e$	=	19057,740	MWhe
Assorbita dalla rete	$E_{ae}$	=	405,000	MWhe
Energia primaria corrispondente elettrica	$E_{pe}$	=	3488,062	tep
= $( E_e - E_{ae} ) * 0,187$				
<b>Calcolo dei risparmi energetici riconosciuti</b>				
Energia primaria	$E_P$	=	4465,244	tep
= $E_{Pt} + E_{Pf} + E_{pe}$				
Energia primaria consumata dalla rete	$E_{ptlr}$	=	3594,348	tep
= $E_{pc} + E_{ae} * 0,187$				
Indice risparmio energetico di teleriscaldamento	$IRE_{tlr}$	=	0,195	-
= $( E_P - E_{ptlr} ) / E_P$				
Risparmio termico	$RN_{t\_Nciv}$	=	157,690	tep
= $\Phi * IRE_{tlr} * E_{pt}$				
Risparmio elettrico	$RNe\_Nciv$	=	680,308	tep
= $\Phi * IRE_{tlr} * E_{pe}$				
Risparmio totale	$RN\_Nciv$	=	837,998	tep
= $RNe\_Nciv + RN_{t\_Nciv}$				
Coefficiente D2	D2	=	157,690	tep
= $p_{II} * E_{pt} - X * ( E_{pt} - RN_{t\_Nciv} )$				
Coefficiente D3	D3	=	0,000	tep
= $p_{III} * E_{pt} - ( 1 - X ) * ( E_{pt} - RN_{t\_Nciv} )$				
TEE tipo I	TEE I	=	680,308	tep
= $RNe\_Nciv$				
TEE tipo II	TEE II	=	157,690	tep
con $D2 > 0$ $D3 = 0$ è = $RN_{t\_Nciv}$				

Tabella 4.2.13 – Calcolo secondo scheda tecnica 22-bis dei TEE riconosciuti all’impianto.

Indice Risparmio Energetico				
Grandezza	simbolo		valore	unità di misura
Indice di risparmio energetico	IRE	=	29,200	% (>15%)
$= 1 - E_c / ( E_e / (\eta_{es} * p) + E_{tciv} / \eta_{tsciv} + E_{tind} / \eta_{tsind} )$				
<b>Grandezze calcolo IRE</b>				
Energia primaria dei combustibili	$E_c$	=	41794,740	MWh
Energia elettrica netta	$E_e$	=	18652,740	MWhe
Energia termica utile per usi civili	$E_{tciv}$	=	10227,000	MWh
$= E_t + E_f$				
Energia termica utile per usi industriali	$E_{tind}$	=	0,000	MWh
"Rendimento termico di confronto" per gli usi civili	$\eta_{tsciv}$	=	0,800	-
"Rendimento termico di confronto" per gli usi industriali	$\eta_{tsind}$	=	0,900	-
"Rendimento elettrico di confronto"	$\eta_{es}$	=	0,410	-
Coefficiente per le minori perdite di trasporto e trasformazione	$p$	=	0,984	-
$= (p_{im} * E_{eim} + p_{aut} * E_{eaut}) / (E_{eim} + E_{eaut})$				
<b>Grandezze calcolo p</b>				
Energia elettrica immessa in rete	$E_{eim}$	=	7966,135	MWhe
Energia elettrica autoconsumata	$E_{eaut}$	=	11091,605	MWhe
Coefficiente per le minori perdite energia immessa	$p_{im}$	=	1,000	-
Coefficiente per le minori perdite energia autoconsumata	$p_{aut}$	=	0,972	-

Tabella 4.2.14 – Calcolo Indice di Risparmio Energetico (IRE)

Limite Termico				
Grandezza	simbolo		valore	unità di misura
Limite termico	LT	=	27,465	% (<33%)
$= ( E_t + E_f ) / ( E_e + E_t + E_f ) * 100$				

Tabella 4.2.15 – Calcolo Limite Termico (LT)

Note *dati di targa o da normativa* - *dati utenza* - *dati produttore*

#### PREZZO DI VENDITA ENERGIA ELETTRICA

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica varia in relazione alla fascia oraria di produzione. Nella simulazione economica, considerando che l'impianto funzionerà prevalentemente di giorno e basandosi sui dati fornitici dall'Acciaierie Venete S.p.A. relative all'impianto gemello già esistente

è stato assunto il prezzo di vendita e, nel caso di autoconsumi, di mancato esborso dell'energia elettrica pari a **102,00 €MWh**.

#### PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA TERMICA

Il prezzo di vendita dell'energia termica fa riferimento a quanto applicato da ASMEA Srl, azienda che gestisce la rete di teleriscaldamento di Brescia (prezzo aggiornato al 01/01/09 per uso abitativo) equivalente a 96,00 €MWh. Nel nostro caso, essendoci un grosso consumo e volendo andare incontro al cliente che deve sopportare ulteriori spese per la distribuzione al proprio interno dell'energia termica da noi fornitagli, si è scelto di diminuire ad un valore ipotetico di **65,00 €MWh**, valore che comunque assicura un ampio margine di guadagno.

#### PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA FRIGORIFERA

Il prezzo di vendita dell'energia frigorifera è stato stimato considerando il beneficio economico conseguito dal collegamento dell'utenza al sistema di trigenerazione, rispetto ad una situazione in cui gli edifici risultano raffrescati da gruppi frigoriferi autonomi del tipo a compressione, alimentati dall'energia elettrica prelevata dalla rete senza la necessità di una rete interna di distribuzione e relative sottocentrali. Dalla stima risulta un prezzo di **55,00 €MWh**.

Tali prezzi (energia termica e frigorifera) qui riportati sono puramente indicativi e espressi in un'ottica di minimo più che massimo guadagno. Nella realtà dei fatti si dovrà valutare molto più attentamente l'entità delle varie sovra-spese necessarie e vantaggi acquisiti da entrambe le parti per operare in ambito di trigenerazione, arrivando alla determinazione dei prezzi in seguito ad un'intelligente ed onesta contrattazione.

#### PREZZO DI VENDITA DEI TEE

Il prezzo di vendita dei TEE è stato definito sulla base del prezzo medio ponderato di scambio relativo a marzo 2010 pari quindi a **92,79 €/tep**.

Nelle pagine seguenti riportiamo le tabelle di calcolo elettroniche utilizzate per la determinazione dei vari parametri economici e i relativi grafici.

Dati Economici				
Grandezza	Simbolo	=	Valore	U.d.m.
Anni di vita	n	=	15,000	a
Anni riconoscimento _TEE	ntee	=	10,000	a
Rapporto tep/GJ	r	=	0,024	tep/GJ
1 tep = 41,860 GJ				
<b>Grandezze economiche</b>				
Valore residuo	VR	=	0,000	€
Investimento elettrico	Cle	=	2205000,000	€
Investimento termico	Clt	=	2000000,000	€
Investimento frigorifero	Clf	=	450000,000	€
Costo singola unità di combustibile	Cce	=	0,291	€/Smc
Spese manutenzione elettrica annuo	COe	=	100000,000	€
Spese manutenzione termico annuo	COt	=	70000,000	€
Spese manutenzione frigorifere annuo	COf	=	10000,000	€
Energia elettrica venduta annua	Een (qe)	=	18652,740	MWhe
Energia termica venduta annua	Etv	=	7521,000	MWh
Energia frigorifera venduta annua	Efv	=	2706,000	MWh
TEE annui	TEE	=	837,998	tep
Valore MWhe	v	=	102,000	€/MWhe
Valore MWh termico	vt	=	65,000	€/MWh
Valore MWh frigorifero	vf	=	55,000	€/MWh
Valore singolo TEE	RTEE	=	92,790	€/tep
<b>Tassi</b>				
Tasso di attualizzazione	a	=	0,052	-
Tasso inflazione spese di manutenzione	io	=	0,000	-
Tasso inflazione combustibile	ic	=	0,000	-
Tasso inflazione vt	ih	=	0,000	-
Tasso inflazione vf	if	=	0,000	-
Tasso inflazione TEE	ib	=	0,000	-

Tasso inflazione MWhe	iv	=	0,000	-
<b>Grandezze derivate</b>				
Costo combustibile annuo	CCe	=	1268394,709	€
= Cce * Qc				
Spesa elettrica non sostenuta annua	Re	=	1902579,480	€
= v * Een				
Ricavo termico annuo	Rt	=	488865,000	€
= vt * Etv				
Ricavo frigorifero annuo	Rf	=	148830,000	€
= vf * Efv				
Ricavo TEE annuo	Rb	=	77757,858	€
= TEE * RTEE				
<b>Ammortamento</b>				
Fattore di ammortamento	$\alpha$	=	0,098	-
<b>Ammortamento elettrico</b>				
Ammortamento elettrico	Ae	=	147000,000	€
= Cle / n				
<b>Ammortamento termico</b>				
Ammortamento termico	At	=	133333,333	€
= Clt / n				
<b>Ammortamento cogenerazione</b>				
Ammortamento cogenerazione	Ag	=	280333,333	€
= ( Cle + Clt ) / n				
<b>Ammortamento frigorifero</b>				
Ammortamento frigorifero	Af	=	30000,000	€
= Clf / n				
<b>Ammortamento riscaldamento raffrescamento</b>				
Ammortamento riscaldamento raffrescamento	Atf	=	163333,333	€
= ( Clt + Clf ) / n				
<b>Ammortamento trigenerazione</b>				
Ammortamento trigenerazione	Atr	=	310333,333	€
= ( Cle + Clt + Clf ) / n				
<b>Riscaldamento ( t )</b>				
Costo di generazione termica	ct	=	35,274	€/MWh
= ( COt + Clt + CCt ) / Etv				
Somma entrata netta attualizzata	$\sum Dt$	=	4512545,882	€
= $\sum ((Rt - COt - CCt) * (1 + a)^{-j})$				
Pay back	PB	=	4,775	a
= $Clf / \sum (Rt - Cot - CCt) / n$				
Return on investment	ROI	=	14,277	%
= $\sum ((Dt - At) / n) / Clt$				
Tasso interno di redditività	TIR	=	25,374	%
$CI = \sum [Dt * (1 - TIR)^{-j}]$				
Valore attuale netto	VAN	=	2512545,882	€
= $\sum Dt - \sum CI$				
Indice di profittabilità	IP	=	1,256	-
= VAN / CI				
<b>Raffrescamento ( f )</b>				
Costo di generazione frigorifera	cf	=	20,581	€/MWh
= ( COf + Clf + CCf ) / Efv				
Somma entrata netta attualizzata	$\sum Df$	=	1495653,122	€
= $\sum ((Rf - COf - CCf) * (1 + a)^{-j})$				
Pay back	PB	=	3,241	a
= $Clf / \sum (Rf - Cof - CCf) / n$				
Return on investment	ROI	=	24,184	%
= $\sum ((Df - Af) / n) / Cif$				

Tasso interno di redditività	TIR	=	30,267	%
$CI = \sum [Dt * (1 - TIR)^{-j}]$				
Valore attuale netto	VAN	=	1022253,122	€
= $\sum Df - \sum Clf$				
Indice di profittabilità	IP	=	2,272	-
= VAN / Cif				
<b>Riscaldamento e raffrescamento ( t + f )</b>				
Costo di generazione termica con raffrescamento	ctf	=	22,658	€/MWh
= $(Cot + Clt + CCt + Clf + COf + CCf - Rf) / Etv$				
Somma entrata netta attualizzata	$\sum Dtf$	=	6008199,004	€
= $\sum ((Rt + Rf - COt - CCf - COt - COf) * (1 + a)^{-j})$				
Pay back	PB	=	4,393	a
= $(Clf + Clt) / \sum [(Rt + Rf - COt - CCt - COf - CCf) / n]$				
Return on investment	ROI	=	16,096	%
= $\sum ((Dtf - Atf) / n) * (Clf + Clt)$				
Tasso interno di redditività	TIR	=	21,543	%
$CI = \sum [Dt * (1 - TIR)^{-j}]$				
Valore attuale netto	VAN	=	3430799,004	€
= $\sum Dtf - \sum (Clf + Clt)$				
Indice di profittabilità	IP	=	1,400	-
= VAN / ( Clt + Clf )				
<b>Riscaldamento e raffrescamento più TEE ( t + f + b )</b>				
Costo di generazione termica incentivata	ctb	=	14,937	€/MWh
= $(Cot + Clt + CCt + Clf + COf + CCf - Rf - Rb) / Etv$				
Somma entrata netta attualizzata	$\sum Dtb$	=	6633756,498	€
= $\sum ((Rt + Rf + Rb - COt - CCf - COt - COf) * (1 + a)^{-j})$				
Pay back	PB	=	4,019	a
= $(Clf + Clt) / \sum [(Rt + Rf + Rb - COt - CCt - COf - CCf) / n]$				
Return on investment	ROI	=	18,212	%
= $\sum ((Dtb - Atf) / n) * (Clf + Clt)$				
Tasso interno di redditività	TIR	=	24,766	%
$CI = \sum [Dt * (1 - TIR)^{-j}]$				
Valore attuale netto	VAN	=	4056356,498	€
= $\sum Dtb - \sum (Clf + Clt)$				
Indice di profittabilità	IP	=	1,656	-
= VAN / ( Clt + Clf )				
<b>Generazione di elettricità ( e )</b>				
Costo di generazione elettrica	c	=	84,905	€/MWh
= $(Cle + COe + Cce) / qe$				
Risparmio annuo elettricità	g	=	318868,537	€
= $Re - (c * Een)$				
Somma entrata netta attualizzata	$\sum De$	=	5754916,954	€
= $\sum ((Re - COe - Cce) * (1 + a)^{-j})$				
Pay back	PB	=	4,128	a
= $Cle / \sum [(Re - COe - Cce) / n]$				
Return on investment	ROI	=	10,733	%
= $\sum ((De - Ae) / n) / Cle$				
Tasso interno di redditività	TIR	=	23,162	%
$CI = \sum [D * (1 - TIR)^{-j}]$				
Valore attuale netto	VAN	=	3435256,954	€
= $\sum De - \sum Cie$				
Indice di profittabilità	IP	=	1,558	-
= VAN / Cie				

<b>Cogenerazione (e + t)</b>				
Costo di generazione con cogenerazione	cg	=	72,919	€/MWh
= ( Cle + COe + Cce + Clt + COt + CCt - VR - Rt ) / qe				
Risparmio annuo elettricità semplice	gg	=	542435,366	€
= Re- (cg * Een)				
Somma entrata netta attualizzata	ΣDg	=	10267462,836	€
= Σ((Re + Rt - COe - Cce - COt - Coe) * (1 + a) ^ -j)				
Pay back	PB	=	4,412	a
= ( Cle + Clt ) / Σ[ (Re + Rt - COe - Cce - COt - CCt) / n ]				
Return on investment	ROI	=	15,998	%
= Σ( ( Dg - Ag ) / n ) * ( Cle + Clt )				
Tasso interno di redditività	TIR	=	21,434	%
CI = Σ [ Dt * ( 1 - TIR ) ^ -j ]				
Valore attuale netto	VAN	=	5843802,836	€
= ΣDg - Σ(Cle + Clt)				
Indice di profittabilità	IP	=	1,390	-
= VAN / ( Cle + Clt )				
<b>Trigenerazione (e + t + f)</b>				
Costo di generazione con cogenerazione	ctr	=	67,832	€/MWh
= ( Cle + COe + Cce + Clt + COt + CCt + Clf + COf + CCf - VR - Rt - Rf ) / qe				
Risparmio annuo elettricità semplice	gtr	=	637323,277	€
= Re- (ctr * Een)				
Somma entrata netta attualizzata	ΣDtr	=	11763115,958	€
= Σ((Re + Rt + Rf - COe - Cce - COt - COe - COf - CCf) * (1 + a) ^ -j)				
Pay back	PB	=	4,263	a
= ( Cle + Clt + Clf ) / Σ[ (Re + Rt + Rf - COe - Cce - COt - CCt - COf - CCf) / n ]				
Return on investment	ROI	=	16,789	%
= Σ( ( Dtr - Atr ) / n ) * ( Cle + Clt + Clf )				
Tasso interno di redditività	TIR	=	22,313	%
CI = Σ [ Dt * ( 1 - TIR ) ^ -j ]				
Valore attuale netto	VAN	=	6866055,958	€
= ΣDtr - Σ(Cle + Clt + Clf)				
Indice di profittabilità	IP	=	1,475	-
= VAN / ( Cle + Clt + Clf )				
<b>Trigenerazione ad alto rendimento (e + t + f + b)</b>				
Costo trigenerazione ad alto rendimento	ctrb	=	64,719	€/MWh
= ( Cle + COe + Cce + Clt + COt + CCt + Clf + COf + CCf - VR - Rt - Rf - Rb ) / qe				
Risparmio annuo elettricità semplice	gtrb	=	695388,978	€
= Re- (ctrb * Een)				
Somma entrata netta attualizzata	ΣDtrb	=	12388673,452	€
= Σ((Re + Rt + Rf + Rb - COe - Cce - COt - COe - COf - CCf) * (1 + a) ^ -j)				
Pay back	PB	=	4,070	a
= ( Cle + Clt + Clf ) / Σ[ (Re + Rt + Rf + Rb - COe - Cce - COt - CCt - COf - CCf) / n ]				
Return on investment	ROI	=	17,903	%
= Σ( ( Dtrb - Atr ) / n ) * ( Cle + Clt + Clf )				
Tasso interno di redditività	TIR	=	24,001	%
CI = Σ [ Dt * ( 1 - TIR ) ^ -j ]				
Valore attuale netto	VAN	=	7491613,452	€
= ΣDtrb - Σ(Cle + Clt + Clf)				
Indice di profittabilità	IP	=	1,609	-
= VAN / ( Cle + Clt + Clf )				



Note *dati di targa o da normativa - dati utenza - dati produttore* - la tabella permette di pesare anche l'inflazione ma è stato scelto di non valutarla.

Tabella 4.2.16 – Calcolo parametri economici divisi per combinazione di produzione

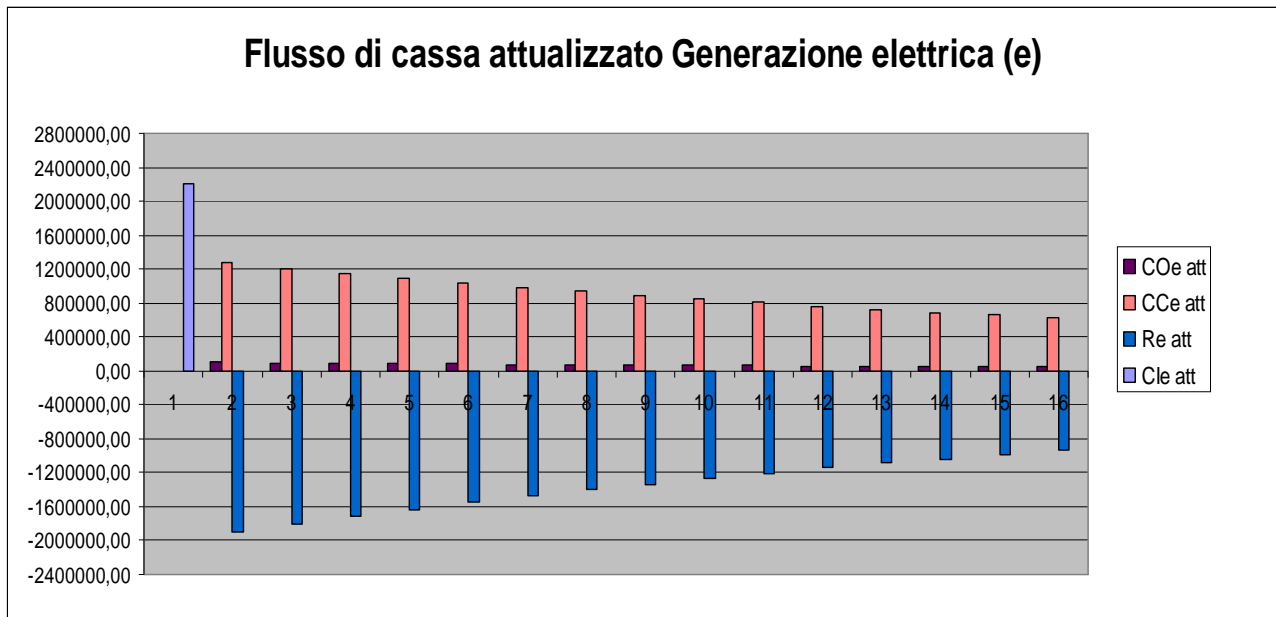


Figura 4.2.5 – Grafico flusso di cassa attualizzato generazione elettrica

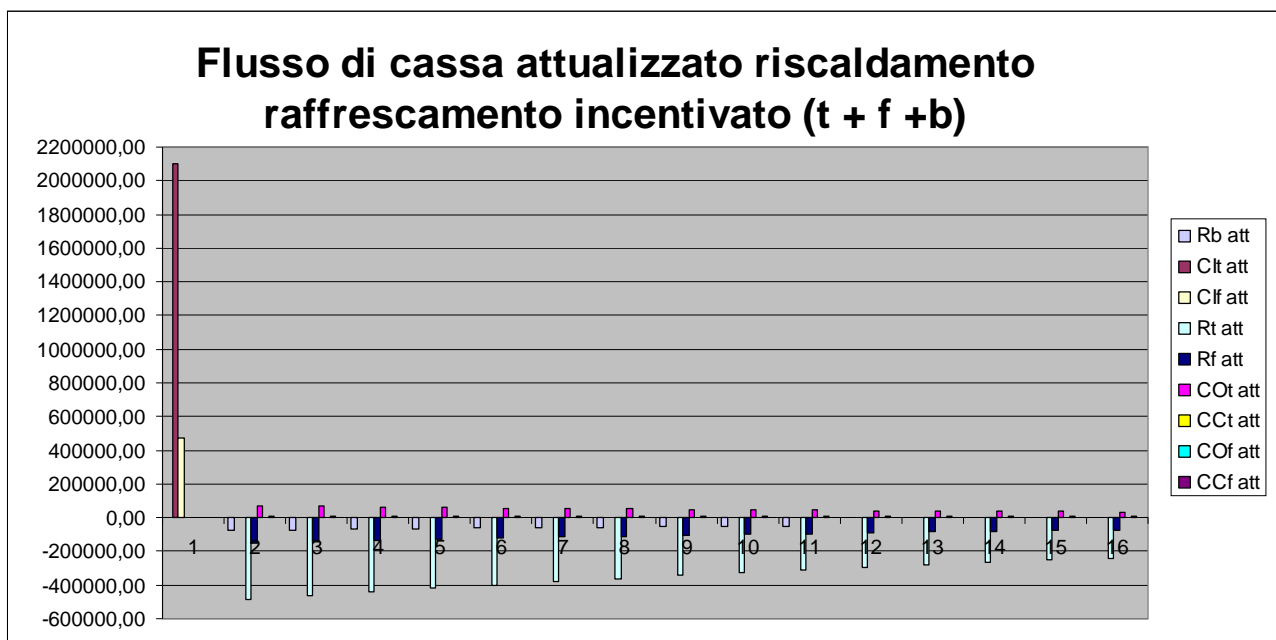


Figura 4.2.6 – Grafico flusso di cassa attualizzato riscaldamento, raffreddamento incentivati

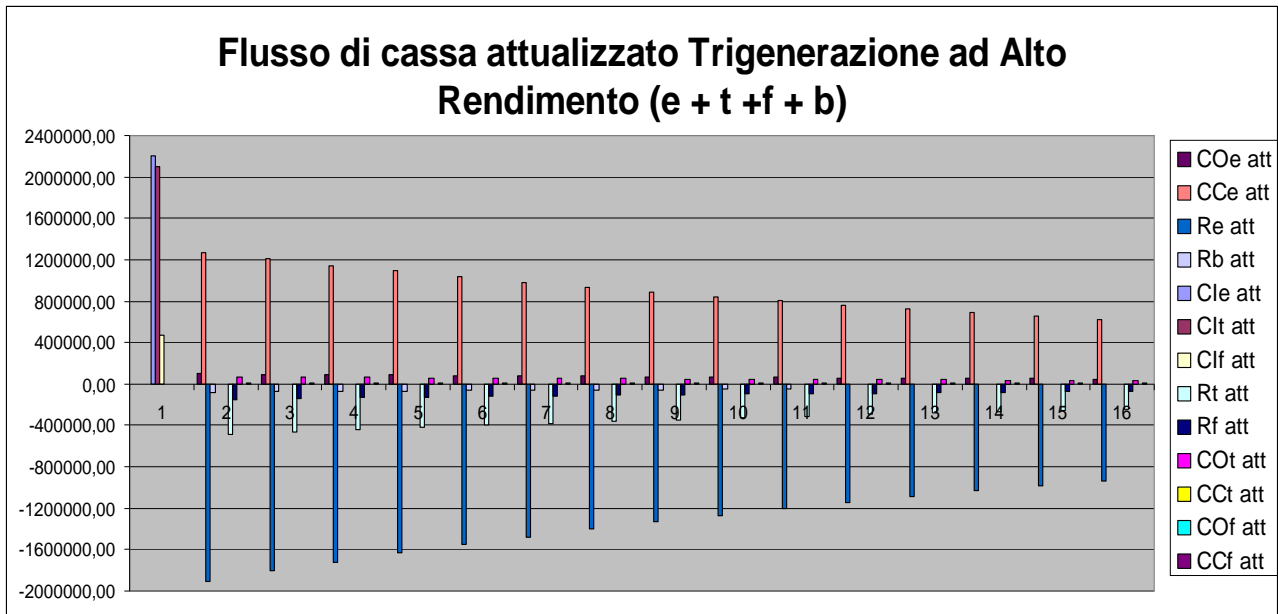


Figura 4.2.7 – Grafico flusso di cassa attualizzato trigenerazione ad alto rendimento

### 4.2.3 CONCLUSIONE

Si riporta per maggiore comodità la tabella riassuntiva dei parametri precedentemente calcolati:

Situazione	c (€/MWh)	g (€)	$\Sigma D$ (€)	PB	ROI (%)	TIR (%)	VAN (€)	IP
Riscaldamento ( t )	35,274	-	4.512.546	4,775	14,277	25,374	2.512.546	1,256
Raffrescamento ( f )	20,581	-	1.495.653	3,241	24,184	30,267	1.022.253	2,272
Riscaldamento e raffrescamento ( t + f )	22,658	-	6.008.199	4,393	16,096	21,543	3.430.799	1,400
Riscaldamento e raffrescamento più TEE ( t + f + b )	14,937	-	6.633.756	4,019	18,212	24,766	4.056.356	1,656
Generazione di elettricità ( e )	84,905	318.869	5.754.917	4,128	10,733	23,162	3.435.257	1,558
Cogenerazione ( e + t )	72,919	542.435	10.267.463	4,412	15,998	21,434	5.843.803	1,390
Trigenerazione ( e + t + f )	67,832	637.323	11.763.116	4,263	16,789	22,313	6.866.056	1,475
Trigenerazione ad alto rendimento ( e + t + f + b )	64,719	695.389	12.388.673	4,070	17,903	24,001	7.491.613	1,609

Note: c = costo di produzione singola unità; g = mancato esborso attualizzato legato all'autoconsumo dell'elettricità prodotta; D = somma entrata totale attualizzata al netto degli investimenti iniziali.

Tabella 4.2.17 – Parametri economici stimati

Come si può notare il solo sovra-costo per la produzione di energia termica richiederebbe un PB superiore ai quattro anni e mezzo di produzione, valore che però cala sensibilmente con l'aggiunta della produzione dell'energia frigorifera.

I valori migliori sono si quelli della sola produzione di energia frigorifera ma è meglio ricordare che ciò è dovuto al fatto che tutte le spese relative alla produzione del calore necessario per gli impianti ad assorbimento e la rete di collegamento fra impianto di cogenerazione e utenza è a carico della "sola produzione termica" in quanto il raffrescamento viene considerata una opzione aggiuntiva. E' perciò bene sottolineare che la sola produzione di energia frigorifera senza lo sfruttamento dell'energia termica ha indici estremamente peggiori.

Contabilizzando anche la produzione elettrica, si può notare come la scelta di trigenerazione ad alto rendimento presenti i valori migliori nel confronto con le altre possibili configurazioni, al di fuori dell'Indice di Profittabilità (IP) e del TIR, che possono essere comparati al caso della sola produzione elettrica. Bisogna però considerare, come già spiegato in precedenza, che i valori di vendita dell'energia termica e frigorifera sono puramente indicativi e scelti in un'ottica di calcolo tendente più al minimo accettabile piuttosto che al massimo ricavabile. Le schede tecniche precedentemente pubblicate, essendo appartenenti ad un unico file e fra loro collegate, permettono comunque un'immediata verifica alla variazione di qualunque dato in esse contenute: si riportano pertanto, a solo titolo di esempio gli stessi indici calcolati con un prezzo di vendita dell'energia termica e frigorifera aumentati del 10 per cento:

Situazione	c (€/MWh)	g (€)	ΣD (€)	PB	ROI (%)	TIR (%)	VAN (€)	IP
Riscaldamento ( t )	35,274	-	5.039.213	4,276	16,721	25,374	3.039.213	1,520
Raffrescamento ( f )	20,581	-	1.655.992	2,928	27,492	30,267	1.182.592	2,628
Riscaldamento e raffrescamento ( t + f )	20,679	-	6.695.205	3,942	18,699	21,543	4.117.805	1,681
Riscaldamento e raffrescamento più TEE ( t + f + b )	12,959	-	7.320.763	3,639	20,815	24,766	4.743.363	1,936
Generazione di elettricità ( e )	84,905	318.869	5.754.917	4,128	10,733	23,162	3.435.257	1,558
Cogenerazione ( e + t )	70,298	591.322	10.794.130	4,197	17,161	21,434	6.370.470	1,515
Trigenerazione ( e + t + f )	64,413	701.093	12.450.122	4,028	18,159	22,313	7.553.062	1,623
Trigenerazione ad alto rendimento ( e + t + f + b )	61,300	759.158	13.075.680	3,855	19,273	24,001	8.178.620	1,757

Tabella 4.2.18 – Parametri economici stimati con prezzi di vendita dell'energia termica e frigorifera aumentati del 10 per cento

Si può perciò tranquillamente esprimere la piena fiducia nella validità dell'investimento proposto sia per il produttore, che tramite il recupero del calore vede aumentare i propri profitti e benefici normativi, sia da parte dell'utenza, che vede diminuire i costi necessari per l'alimentazione del proprio impianto, accrescere l'affidabilità del sistema, eliminare gli adeguamenti normativi e la maggior parte dei costi di manutenzione.

## BIBLIOGRAFIA

### Siti di riferimento

www.agenziadogane.it  
www.autorità.energia.it  
www.camera.it  
www.enea.it  
www.energethics.it  
www.gestoil.it  
www.gse.it  
www.mercatoelettrico.org  
www.nextville.it  
www.regione.emilia-romagna.it  
www.reteambiente.it  
www.unipv.it

### Rapporti consultati

- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *Il "ritiro dedicato" dell'energia elettrica prodotta da impianti fino a 10 MVA e da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili: la delibera n.280/07*
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *Modalità e condizioni tecniche-economiche per lo scambio sul posto (TSI)*
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *Piano strategico triennale 2009-2011*
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *Quarto rapporto annuale sul meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica*
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *Terzo rapporto annuale sul meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica*
- ENEA e Ministero dello Sviluppo economico - Report RSE/2009/18 - *Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario [1]*
- Gestore Servizi Energetici - *Attestazioni delle condizioni per il riconoscimento degli impianti di cogenerazione*
- Gestore Servizi Energetici - *Guida al riconoscimento della cogenerazione*
- Gestore Servizi Energetici - *Procedura di qualificazione degli impianti alimentati a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento*
- Gestore Servizi Energetici - *Procedura per il rilascio della garanzia d'origine all'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento (Edizione 1)*
- Gestore Servizi Energetici - *Procedura per la gestione ed emissione dei certificati verdi per gli impianti alimentati a idrogeno, celle a combustibile e impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento*
- Gestore Servizi Energetici - *Relazione sullo sviluppo della CAR in Italia: la produzione 2007 [2]*
- Gestore Servizi Energetici - *Scambio sul posto*
- Gestore Servizi Energetici - *Stato della cogenerazione in Italia: il ruolo del GSE*
- Seminario didattico: Elettricità da cogenerazione Milano 12 novembre 2008 ing. Andrea Galliani - *La cogenerazione ad alto rendimento: definizione e regolazione*