



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**CRITERI E PROPOSTE
PER LA DEFINIZIONE DI COGENERAZIONE
E PER LA MODIFICA DELLE CONDIZIONI TECNICHE DI ASSIMILABILITÀ
DEGLI IMPIANTI CHE UTILIZZANO FONTI ENERGETICHE
ASSIMILATE A QUELLE RINNOVABILI**

**Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti ai sensi
dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
e dell'articolo 22, comma 5, ultimo periodo, della legge 9 gennaio 1991, n. 9**

3 agosto 2000

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra i criteri e le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) formula per la definizione di cogenerazione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999.

Il documento illustra anche i criteri e le proposte che l'Autorità formula per la definizione delle condizioni tecniche generali per l'assimilabilità degli impianti di produzione di energia elettrica a quelli che utilizzano fonti rinnovabili come previsto dall'articolo 22, comma 5, ultimo periodo, della legge 9 gennaio 1991, n.9.

I criteri e le proposte vengono presentate al fine dell'emanazione di provvedimenti dell'Autorità.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda alla definizione dei provvedimenti in materia.

Osservazioni e suggerimenti devono pervenire all'Autorità, per iscritto, entro il 18 settembre 2000.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Area elettricità

Autorità per l'energia elettrica e il gas

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.202/311 (Segreteria Area elettricità)

fax 02.655.65.222 e.mail: A_e@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I. LA COGENERAZIONE	5
1 Oggetto e finalità	5
2 Lo sviluppo della cogenerazione in Italia	5
3 Quadro normativo	8
3.1 La legge n. 308/82.....	9
3.2 Il provvedimento CIP n. 15/89	10
3.3 Il provvedimento CIP n. 34/90	10
3.4 La legge n. 10/91.....	10
3.5 La legge n. 9/91.....	11
3.6 Il provvedimento CIP n. 6/92	12
3.7 I provvedimenti della Commissione europea	14
3.8 La deliberazione del CIPE n. 137/98	14
3.9 Il decreto legislativo n. 79/99	15
3.10 Il decreto legislativo n. 164/00	16
4 Aspetti tecnici della cogenerazione	16
4.1 Generalità.....	16
4.2 La definizione di cogenerazione nella normativa tecnica	17
4.3 Le tipologie impiantistiche	18
5 Criteri e proposte per la nuova definizione di cogenerazione	19
5.1 Presupposti per la definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99.....	19
5.2 Definizione di risparmio di energia primaria.....	22
5.3 Criteri applicativi	24
5.4 Significatività del risparmio energetico	24
5.5 Determinazione delle soglie di significatività del risparmio energetico.....	26
5.6 Definizione di risparmio energetico per impianti che utilizzano anche combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali.....	29
5.7 Definizione di un limite inferiore alla generazione di energia termica utile....	30
5.8 Verifica annuale delle condizioni tecniche di cogenerazione.....	32
PARTE II. ASSIMILABILITÀ A FONTE RINNOVABILE	33
6 Oggetto e finalità	33
7 Quadro normativo: benefici e obblighi	34
8 Gli impianti assimilati: stato delle iniziative.....	36
9 I limiti dell'attuale definizione di assimilabilità.....	37
10 La nuova definizione della condizione tecnica per l'assimilabilità.....	38
10.1 Presupposti per la nuova definizione	38
10.2 Aggiornamento dell'indice energetico	39
10.3 Aggiornamento dell'indice energetico per impianti che utilizzano combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali.....	40
10.4 Definizione di un indice di risparmio di energia primaria	41

10.5	Aggiornamento dei parametri di riferimento.....	44
11	Verifica annuale del mantenimento della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile.....	44
PARTE III. MISURA DELLE ENERGIE UTILI.....		45
12	Strumentazione di misura necessaria per la verifica delle condizioni tecniche di cogenerazione e di assimilabilità.....	45

PARTE I. LA COGENERAZIONE

1 Oggetto e finalità

Con il presente documento l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) apre il procedimento di consultazione con i soggetti interessati volto alla definizione di cogenerazione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che l'Autorità definisca le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore è riconosciuta come cogenerazione, e che tali condizioni debbano garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Compito dell'Autorità è formulare una definizione di cogenerazione che consenta di identificare, tra gli impianti esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. Vengono a tale scopo definiti uno o più indicatori che consentono:

- di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate;
- di garantire l'effettiva natura cogenerativa delle modalità di utilizzo dell'impianto, evitando che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate nella produzione di energia elettrica.

Tali indicatori devono inoltre:

- risultare applicabili alle diverse configurazioni impiantistiche presenti in questo segmento della generazione, caratterizzate da differenze significative nelle prestazioni tra impianti di piccola e impianti di grande taglia, tra impianti esistenti e nuovi, tra impianti con utilizzazioni stagionali e impianti inseriti in processi continui o quasi;
- essere riferiti a dati di consuntivo misurabili, su base annuale, con sistemi di contabilizzazione certificati, e con possibilità di controlli, nella consapevolezza delle difficoltà che si incontrano nella misura del calore e nell'accertamento del suo effettivo utilizzo "utile";
- considerare l'evoluzione tecnologica, con meccanismi di aggiornamento periodici per gli impianti non ancora entrati in esercizio.

2 Lo sviluppo della cogenerazione in Italia

La produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione in Italia nel 1998 risulta pari a 46.900 GWh, corrispondente al 22,6% della produzione termoelettrica lorda (207.970 TWh) e al 18% della produzione totale lorda di energia elettrica (259.786 TWh) (tavola 1).

Al 31 dicembre 1998 la potenza elettrica efficiente lorda degli impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore era pari a 9.989 MW, rispetto ad una capacità installata lorda di impianti termoelettrici di 54.530 MW (18,3%) (tavola 2).

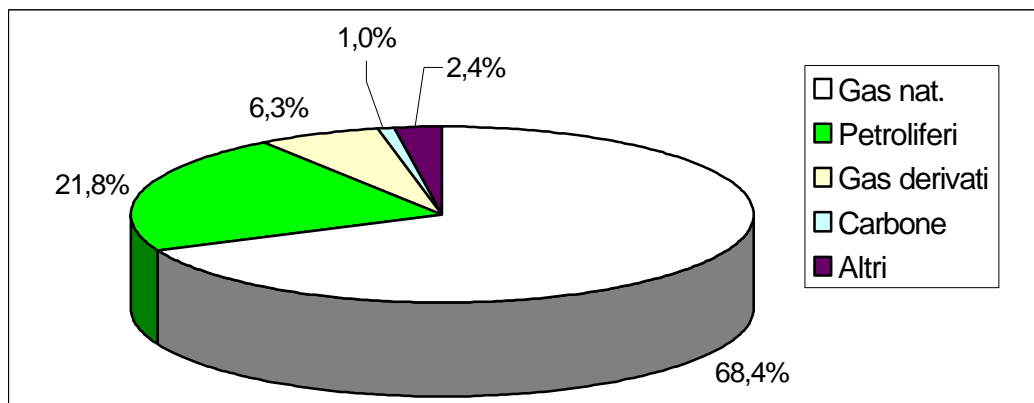
Tavola 1 - Produzione di energia elettrica e consumo specifico medio di combustibile negli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia nel 1998

	Produzione lorda		Consumo specifico(*)	
	GWh	%	kcal/kWh	%
Cicli combinati	26.125	55,7%	1955	44,0%
di cui: autoproduttori	25.327		1944	44,2%
municipalizzate	798		2306	37,3%
altre imprese	0			
Turbine a gas con recupero	3.548	7,6%	1560	55,1%
di cui: autoproduttori	2.911		1430	60,1%
municipalizzate	625		2188	39,3%
altre imprese	12		1200	71,7%
Motori a combustione interna	1.056	2,3%	1412	60,9%
di cui: autoproduttori	746		1190	72,3%
municipalizzate	236		2243	38,3%
altre imprese	74		1179	72,9%
Vapore a contropressione	6.235	13,3%	1227	70,1%
di cui: autoproduttori	5.575		1210	71,1%
municipalizzate	637		1210	71,1%
altre imprese	23		1249	68,9%
Vap.a condensaz.con spillam.	9.936	21,2%	2302	37,4%
di cui: autoproduttori	9.732		2299	37,4%
municipalizzate	189		2466	34,9%
altre imprese	15		2200	39,1%
TOTALE	46.900	100,0%	1891	45,5%
di cui: autoproduttori	44.291	94,4%	1883	45,7%
municipalizzate	2.485	5,3%	2061	41,7%
altre imprese	124	0,3%	1331	64,6%

(*) Riferito alla produzione netta

Fonte: ENEL-Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 1998

Produzione elettrica lorda - Fuel mix

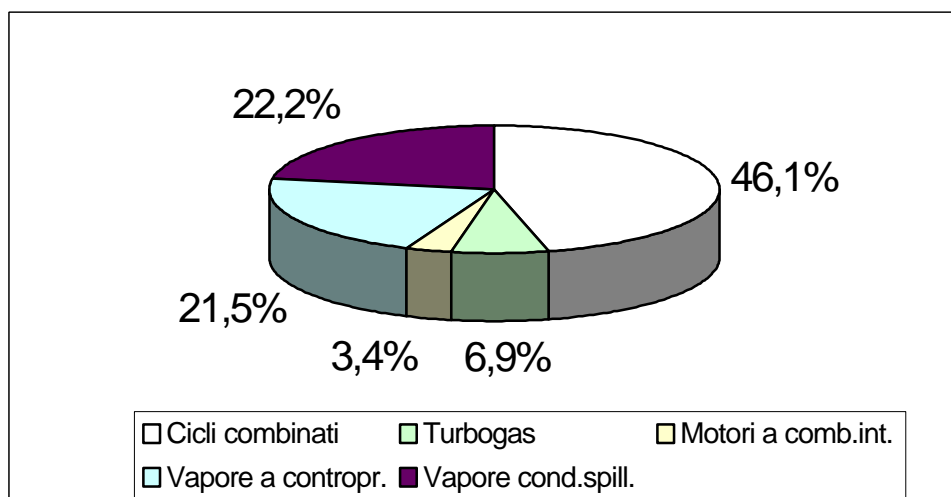


**Tavola 2 - Potenza elettrica efficiente lorda al 31 dicembre 1998
degli impianti termoelettrici con produzione combinata di
energia elettrica e calore in Italia**

	Potenza installata		N. sezioni	Taglia media MW
	MW	%		
Cicli combinati	4.608	46,1%	77	59,8
di cui: autoproductori	4.472		72	62,1
municipalizzate	136		5	27,2
altre imprese	0		0	
Turbine a gas con recupero	689	6,9%	145	4,8
di cui: autoproductori	548		121	4,5
municipalizzate	136		23	5,9
altre imprese	5		1	5,0
Motori a combustione interna	335	3,4%	312	1,1
di cui: autoproductori	211		225	0,9
municipalizzate	102		52	2,0
altre imprese	22		35	0,6
Vapore a contropressione	2.143	21,5%	320	6,7
di cui: autoproductori	1.909		309	6,2
municipalizzate	231		10	23,1
altre imprese	3		1	3,0
Vap.a condensaz.con spillam.	2.214	22,2%	92	24,1
di cui: autoproductori	2.058		88	23,4
municipalizzate	146		3	48,7
altre imprese	10		1	10,0
TOTALE	9.989	100,0%	946	10,6
di cui: autoproductori	9.198	92,1%	815	11,3
municipalizzate	751	7,5%	93	8,1
altre imprese	40	0,4%	38	1,1

Fonte: ENEL-Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 1998

Potenza elettrica installata per tipologia di impianto



Dalla pubblicazione Enel *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 1998* risulta che gli autoproduttori rappresentano il 92,1% della capacità cogenerativa installata in Italia ed il 94,4% della produzione. Gli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore rappresentavano nel 1998 circa l'88,6% del totale termoelettrico installato presso gli autoproduttori (9.198 su 10.380 MW), il 48,4% (751 su 1552 MW) per le imprese elettriche degli enti locali e l'11,5% (40 su 349 MW) per le altre imprese elettriche, mentre non vi erano impianti cogenerativi in esercizio di proprietà dell'Enel Spa.

I dati di produzione e di potenza installata sopra riportati includono anche la cosiddetta cogenerazione civile, la cui utenza termica include il teleriscaldamento. Alla fine del 1997 risultavano infatti in esercizio 27 sistemi di teleriscaldamento con una potenza elettrica installata di 615 MW, una potenza termica immessa in rete di 1452 MWt, una volumetria totale riscaldata di circa 88,3 milioni di m³ attraverso 47 reti aventi una lunghezza complessiva di 767 km.

Tra gli impianti installati in Italia con produzione combinata di energia elettrica e calore la tipologia impiantistica più diffusa è costituita dai cicli combinati, che rappresentano il 46,1% del totale installato, avendo registrato nell'ultimo decennio un notevole sviluppo, in relazione all'evoluzione del segmento turbogas sia in termini di prestazioni, che di costi di installazione (nel 1993 il segmento cicli combinati rappresentava con 19 unità e 851 MW di potenza elettrica installata solo il 14% del totale installato cogenerativo che era pari a 6048 MW). Seguono per diffusione gli impianti a vapore a condensazione con spillamento (22,2%), gli impianti a vapore a contropressione (21,5%), le turbine a gas con caldaia a recupero (6,9%) e, infine, i motori a combustione interna (3,4%), che si caratterizzano anche per le minori dimensioni unitarie (tavola 2).

Il combustibile più utilizzato è rappresentato dal gas naturale (68,4%), anche in relazione alla maggior diffusione relativa degli impianti basati sulle turbine a gas come motore primo, seguito dai prodotti petroliferi (21,8%), gas derivati (6,3%), carbone (1%) e altri (2,4%).

3 Quadro normativo

Un primo richiamo, se pur indiretto, alla cogenerazione è stato introdotto a livello normativo dalla legge 6 dicembre 1962, n. 1643, (di seguito: legge n. 1643/62) che, all'articolo 4, comma 7, stabiliva che il limite del 70 per cento, previsto per le imprese che producevano energia elettrica destinata a soddisfare i fabbisogni inerenti ad altri processi produttivi espliciti dalle imprese stesse o da imprese che risultavano consorziate o consociate alla data del 31 dicembre 1961, purché il fabbisogno superasse il 70 per cento dell'energia prodotta mediamente nel triennio 1959-1961, ai fini della deroga al trasferimento delle imprese elettriche all'Enel, non si applicava per le centrali a recupero rispondenti ad esigenze tecniche ed autorizzate dal Comitato dei Ministri.

I successivi interventi legislativi che, hanno interessato la cogenerazione sono stati:

- la legge 29 maggio 1982, n. 308 (di seguito: legge n. 308/82);
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989 (di seguito: provvedimento CIP n. 15/89);

- il provvedimento del CIP 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 34/90);
- la legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91);
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91);
- il provvedimento del CIP 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92), integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria) del 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994 (di seguito: decreto ministeriale 4 agosto 1994);
- il decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992 (di seguito: decreto ministeriale 25 settembre 1992);
- il decreto legislativo n. 79/99, già richiamato nel capitolo 1;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

3.1 La legge n. 308/82

L'articolo 1, capoverso 2°, della legge n. 308/82, considera fonti rinnovabili di energia il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali e le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti.

L'articolo 4, comma 1, della medesima legge stabilisce che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano le fonti di energia rinnovabili e la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore non sono soggette alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge n. 1643/62, ed alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione dell'energia elettrica, a condizione che la potenza degli impianti non sia superiore a 3000 kWe. Tale limite non si applica ai recuperi di energia effettuati, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, all'interno di stabilimenti industriali. L'articolo 10 della legge n. 308/82 prevede la concessione di contributi a fondo perduto per studi di fattibilità tecnico-economica o per progetti esecutivi di impianti civili, industriali o misti di produzione, recupero, trasporto e distribuzione del calore derivante dalla cogenerazione o dall'utilizzo di energie rinnovabili e di contributi in conto capitale per la costruzione o lo sviluppo di tali impianti. Gli impianti devono presentare, tra l'altro, le seguenti caratteristiche minime:

- la potenza della rete di distribuzione del calore erogato all'utenza deve essere superiore a 20 MWt;
- la potenza elettrica installata per la cogenerazione deve essere pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza;
- nel caso di utilizzazione di energie rinnovabili la potenza termica deve essere pari ad almeno 5 MWt.

Gli articoli 1 e 10 della legge n. 308/82 sono stati abrogati dall'articolo 23 della legge n. 10/91, mentre l'articolo 4 della legge n. 308/82 è stato abrogato dall'articolo 22 della legge n. 9/91.

3.2 Il provvedimento CIP n. 15/89

Il titolo I, punto 1, terzo periodo, del provvedimento CIP n. 15/89, considera alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate gli impianti idroelettrici, geotermici, solari, eolici, quelli che sfruttano maree e moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore e quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi o impianti.

3.3 Il provvedimento CIP n. 34/90

Il provvedimento CIP n. 34/90 considera assimilati agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili gli impianti il cui utilizzo del combustibile, calcolato come rapporto tra la potenza utile (somma della potenza elettrica ai morsetti del generatore e la potenza termica nominale utile dell'impianto) e la potenza nominale termica immessa nell'impianto attraverso combustibile fossile, risulti superiore a 0,53. Tale definizione si applica anche agli impianti a ciclo combinato gas-vapore, nonché agli impianti utilizzanti scarti di lavorazione e/o rifiuti e/o biomasse.

Il provvedimento CIP n. 34/90 in tal modo valuta il risparmio energetico su prestazioni nominali, senza tener conto che, nelle condizioni reali di esercizio, un impianto sconta numerose cause di decadimento delle prestazioni dovute ad avviamenti e fermate, funzionamento a carico parziale, variazioni della richiesta termica, ecc.. Inoltre tale definizione non consente la verifica dell'effettivo esercizio in modalità cogenerativa nel corso della vita utile degli impianti.

3.4 La legge n. 10/91

L'articolo 1, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, sia considerata fonte di energia assimilata alle fonti rinnovabili di energia. L'articolo 8, comma 1, della medesima legge prevede contributi in conto capitale per interventi di risparmio energetico nel settore civile, tra cui (lettera d) l'installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore. Gli elementi per l'individuazione dei criteri idonei alla individuazione degli impianti di cogenerazione ammissibili ai contributi sono stati esposti in due provvedimenti del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria).

La circolare del Ministero dell'industria 7 maggio 1992, n. 220 F, di attuazione dell'articolo 11 della legge n. 10/91, "Concessione di contributi in conto capitale per iniziative finalizzate al risparmio energetico e all'utilizzazione di fonti rinnovabili di energia o assimilate", pubblicata nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 145 del 22 giugno 1992, nella Seconda sezione "Iniziative di realizzazione, modifica o potenziamento di centrali di cogenerazione", si definisce come centrale di cogenerazione un insieme di elementi funzionalmente associati atti a realizzare e controllare un processo volto alla produzione combinata di energia meccanica/elettrica e calore, entrambi effetti utili, partendo da una qualsivoglia sorgente di energia. Ai fini di applicazione...è necessario che la potenza meccanica/elettrica installata per la cogenerazione sia pari ad almeno il dieci per cento della potenza termica erogata. Il bilancio energetico considera i seguenti flussi:...(in uscita)...la produzione di energia termica utile consegnata alla(e) flangia(e) di ingresso degli utilizzatori termici o degli scambiatori (se esistenti) delle utenze termiche.

Il decreto del Ministero dell'industria 7 maggio 1992, recante "Nuove modalità di concessione ed erogazione dei contributi di cui all'articolo 11 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, ...", pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 145 del 22 giugno 1992, stabilisce che il contributo in conto capitale è determinato in base al valore del parametro MR, definito come quantitativo di energia primaria risparmiata nell'intera vita dell'iniziativa espressa in tonnellate equivalenti di petrolio attualizzate al tasso del 5% annuo per unità di investimento ammissibile al contributo, espresso in milioni di lire. Tale risparmio viene valutato rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, assumendo un consumo di fonte primaria di 2300 kcal per kWh per la produzione di energia elettrica, equivalente ad un rendimento elettrico netto del 37,4%, ed assumendo un rendimento termico netto dell'85% per la produzione di calore.

Tra i principali limiti della legge n. 10/91, oltre alla difficoltà a verificare le condizioni di congruità della spesa ammessa tipica delle forme di incentivazione in conto capitale, si può riscontrare come il parametro di merito MR risulti facilmente superabile anche da realizzazioni poco efficienti dal punto di vista del risparmio energetico, risultando in tal caso incentivate iniziative dubbie dal punto di vista della "significatività" del risparmio energetico rispetto alla produzione separata.

3.5 La legge n. 9/91

L'articolo 22, comma 1, della legge n. 9/91, stabilisce che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate ai sensi della normativa vigente, e in particolare la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore, non è soggetta alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni e integrazioni, e alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione di energia elettrica. L'articolo 22, comma 2, della legge n. 9/91 prevede inoltre che i soggetti che intendono provvedere all'installazione degli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate devono darne comunicazione al Ministero dell'industria, all'Enel e all'ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione (ora Ufficio tecnico di finanza) competente per territorio.

L'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91 stabilisce infine che “i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ...vengono definiti dal CIP...assicurando prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili e assimilate. Nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili, il CIP definisce altresì le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità”.

3.6 Il provvedimento CIP n. 6/92

Il provvedimento CIP n. 6/92, al titolo I, capoverso 1°, fissa la condizione tecnica di assimilabilità stabilendo che un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico I_{en} verifica la condizione:

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{E_t}{0,9 E_c} - a \geq 0,51$$

dove:

- E_e è l'energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;
- E_t è l'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;
- E_c è l'energia immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali;
- a è un parametro calcolato e pari a $(\frac{1}{0,51} - 1) \cdot (0,51 - \frac{E_e}{E_c})$.

Il titolo I, capoverso 2°, del provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce che ai fini dell'assimilabilità la comunicazione al Ministero dell'industria prevista dall'articolo 22 della legge n. 9/91 deve essere integrata con:

- una dichiarazione giurata sul rispetto della condizione di assimilabilità da parte del titolare dell'impianto o del suo legale rappresentante;
- elementi tecnici necessari a documentare il rispetto della suddetta condizione e in particolare il programma di utilizzazione del calore cogenerato e/o dell'energia recuperata e/o del combustibile di scarto;
- progetto dettagliato di strumentazione dell'impianto necessaria per la verifica del rispetto della suddetta condizione.

Il titolo I, capoverso 3°, del provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce che il Ministero dell'industria entro sessanta giorni dalla data di ricevimento della documentazione di cui al capoverso 2° comunichi all'interessato ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico il valore dell'indice energetico dell'impianto. Il medesimo provvedimento al titolo I, capoverso 4°, stabilisce che il Ministero dell'industria verifichi nel corso dell'esercizio la sussistenza della condizione tecnica di assimilabilità.

La soppressione del CIP ad opera della legge 24 dicembre 1993, n. 537, e il successivo decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, hanno segnato il trasferimento temporaneo delle competenze in materia di energia elettrica e gas in capo al Ministero dell'industria. Il Ministro dell'industria è intervenuto in materia con il decreto ministeriale 4 agosto 1994 “Modificazioni ed integrazioni al provvedimento CIP n. 6/92 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica”. L'articolo 3 del medesimo decreto prevede che il produttore debba comunicare all'Enel entro il 31

gennaio di ciascun anno, con riferimento all'anno solare precedente, i quantitativi di energia utile, termica ed elettrica, prodotti ed il corrispondente consumo di combustibile fossile commerciale, e che l'Enel controlli il rispetto della condizione di assimilabilità, comunicando poi al Ministero dell'industria l'esito di tale controllo.

Gli articoli 2, comma 14, e 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), stabiliscono che devono intendersi trasferite all'Autorità le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni; tra le suddette funzioni rientrano quelle previste dall'articolo 22, comma 5, ultimo periodo, della legge n. 9/91 che affida al CIP la definizione delle condizioni tecniche generali per l'assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

L'Autorità, con deliberazione 25 febbraio 1999, n. 27, Procedura per il controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento economico previsto dal provvedimento CIP n. 6/92, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 139 del 16 giugno 1999 (di seguito: deliberazione n. 27/99) ha stabilito che i soggetti produttori di energia elettrica con impianti alimentati da fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili comunichino all'Autorità entro il 30 aprile di ogni anno, separatamente per ciascun impianto, mediante dichiarazione firmata dal legale rappresentante, il valore dell'indice energetico Ien, come definito al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92, conseguito nell'anno solare precedente. Qualora dalla dichiarazione o dall'esito delle verifiche risulti una diminuzione dell'indice energetico Ien con conseguente non sussistenza della condizione tecnica di assimilabilità, l'Autorità ne dà comunicazione ai sensi del titolo I, capoversi 4° e 6° del provvedimento del CIP n. 6/92, al soggetto produttore, al soggetto cessionario, e al Ministero dell'industria o ad altra amministrazione competente ai sensi dell'articolo 29 del decreto legislativo 31 marzo 1998 n. 112, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 92 del 21 aprile 1998 (di seguito: decreto legislativo n. 112/98) ai fini dell'adozione dei provvedimenti di rispettiva competenza.

Le leggi n. 9/91 ed il provvedimento CIP n. 6/92 sono stati emanati d'altra parte in un periodo storico particolare per il sistema elettrico italiano, caratterizzato da una situazione di crescita tendenziale della domanda elettrica in presenza di una capacità produttiva insufficiente. Il decreto ministeriale del 25 settembre 1992 prevedeva che, con riferimento alla localizzazione degli impianti, fosse assegnata una maggiorazione del 10% all'indice energetico, quando essi venissero ubicati in regioni aventi un deficit della produzione elettrica netta destinata al consumo, rispetto alla energia elettrica richiesta, superiore al 50%. Negli anni successivi si è riequilibrato il rapporto tra domanda e offerta ed è altresì intervenuta una significativa evoluzione tecnologica nelle prestazioni dei cicli combinati. In tale nuova situazione, il provvedimento CIP n. 6/92, nel considerare assimilati agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili gli impianti con indice Ien superiore a 0,51, ha consentito l'accesso ai benefici legislativi a soluzioni fortemente sbilanciate nella produzione di energia elettrica e di grande taglia, caratterizzate da risparmi di energia modesti rispetto a soluzioni più tipicamente cogenerative.

3.7 I provvedimenti della Commissione europea

Nella risoluzione del Consiglio dei ministri dell'Unione europea "Strategia comunitaria per promuovere la produzione combinata di calore e elettricità" del 18 dicembre 1997 vengono riconosciuti i benefici della cogenerazione per la Comunità e si invitano gli Stati membri a promuovere questa tecnologia stimolando il mercato ed eliminando gli ostacoli alla valorizzazione del risparmio energetico anche in relazione ai processi di liberalizzazione dei mercati elettrici. Con la risoluzione viene accolta una precedente comunicazione della Commissione europea del 15 ottobre 1997, COM(97)514, per la definizione di una strategia comunitaria volta a promuovere la produzione combinata ed eliminare le barriere al suo sviluppo. Nelle conclusioni si ipotizza il raddoppio, entro il 2010, della quota di elettricità prodotta in cogenerazione a livello comunitario nel 1995, passando dal 9% al 18%, attraverso la promozione delle sue applicazioni sia in ambito industriale che civile.

Tali obiettivi vengono assunti in connessione con gli impegni del Protocollo di Kyoto, sulla base del quale l'Italia si è impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra al 2010, media del periodo 2008-2012, al 93,5% delle emissioni verificatesi nel 1990. Ciò comporta l'obbligo del raggiungimento di una riduzione effettiva in valore assoluto di circa 110 Mt/anno, rispetto al valore tendenziale, ossia poco meno del 20% del valore tendenziale stesso. Questo impegno, che appare sempre più stringente ed ambizioso alla luce degli andamenti effettivi, richiede un concorso eccezionale e coerente di azioni in diversi settori, tra cui quelli come la cogenerazione che presentano una elevata certezza ed efficacia di risultati ambientali.

Il 26 aprile 2000 la Commissione europea ha adottato il "Piano di azione per la promozione dell'efficienza energetica nella Comunità europea", COM(2000)247, che prevede espressamente la promozione della cogenerazione tra le misure individuate per favorire l'efficienza energetica nei settori industriali e civili. Vengono richiamati gli obiettivi di raddoppio, entro il 2010, della produzione di energia elettrica da impianti cogenerativi rispetto ai livelli del 1995 fissati dalla comunicazione della Commissione COM(97)514 sopra richiamata, con un effetto di riduzione delle emissioni di anidride carbonica al 2010 stimato in oltre 65 Mt/anno. Viene altresì sottolineata la necessità di definire politiche e misure per ridurre le barriere tecniche e i costi di connessione alla rete elettrica.

Inoltre l'ultima proposta di revisione della direttiva 88/609/CEE sulle emissioni inquinanti dai grandi impianti di combustione elaborata dalla Commissione prevede, tra l'altro, che i nuovi impianti utilizzino, ove possibile, soluzioni cogenerative.

3.8 La deliberazione del CIPE n. 137/98

La deliberazione 19 novembre 1998 del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 137/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1999, recante Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, nel recepire gli obiettivi del protocollo di Kyoto, pur non citando esplicitamente la cogenerazione, individua importanti obiettivi di riduzione delle emissioni dei gas serra attraverso diverse linee di

azione tra cui l'aumento di efficienza nel parco termoelettrico (- 20-23 Mt di CO₂ nel periodo 2008-2012, rispetto ad un obiettivo totale di riduzione di 95-112 Mt di CO₂).

3.9 Il decreto legislativo n. 79/99

L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che l'Autorità definisca le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore è riconosciuta come cogenerazione, e che tali condizioni debbano garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. In tal modo il legislatore ha inteso individuare il segmento della cogenerazione secondo un criterio teso a privilegiare i benefici, in termini di risparmio energetico e di impatto ambientale, per la collettività rispetto ad altri possibili criteri tecnici. Tale definizione assume specifica rilevanza in relazione al particolare ruolo riconosciuto alla cogenerazione dal decreto legislativo n. 79/99.

L'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce inoltre che l'Autorità preveda, nel fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione.

Fino a che non saranno definiti i criteri e le procedure che verranno seguite dal Gestore del mercato per la valorizzazione dell'energia elettrica in borsa, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione lascia comunque indeterminate le condizioni di prezzo alle quali l'energia stessa verrà ritirata. Tale obbligo di utilizzazione prioritaria costituisce una forma potenzialmente importante di valorizzazione della cogenerazione, perché consente di estendere i benefici ad essa connessi, in termini di risparmio energetico e di minore impatto ambientale, dal singolo autoproduttore ad una scala più ampia resa possibile dall'accesso alla rete nazionale.

L'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, il Ministro dell'industria, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità, adotta gli indirizzi ai quali si attiene l'acquirente unico al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati nonché di garantire la diversificazione delle fonti energetiche, anche con l'utilizzazione delle energie rinnovabili e dell'energia prodotta mediante cogenerazione.

L'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede per i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni e importazioni annue eccedenti i 100 GWh, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, a partire dall'anno 2002, energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, dopo il 31 marzo 1999 in misura pari al 2% della suddetta energia eccedente i 100 GWh.

Infine, l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che 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, 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.

3.10 Il decreto legislativo n. 164/00

L'articolo 22, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 164/00 prevede l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente dal livello di consumo annuale, e limitatamente alla quota di gas destinata a tale utilizzo:

L'articolo 2, lettera g) del medesimo decreto legislativo individua la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità.

4 Aspetti tecnici della cogenerazione

4.1 Generalità

La cogenerazione prevede la produzione combinata di energia elettrica e energia termica utile (calore), si caratterizza per il recupero in forma utile di parte dell'energia termica che nella produzione tradizionale di sola energia elettrica viene ceduta all'ambiente, e consente di conseguire un risparmio energetico, oltre che un vantaggio ambientale, rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore.

La cogenerazione è quindi una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva di un sistema di conversione di energia. Unendo in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, la cogenerazione sfrutta in modo ottimale l'energia primaria dei combustibili: la frazione di energia a temperatura più alta viene convertita in energia pregiata (elettrica) e quella a temperatura più bassa, invece di essere dissipata nell'ambiente come calore di scarto, viene resa disponibile per applicazioni termiche appropriate.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore la produzione combinata comporta quindi:

- un risparmio economico in relazione al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, dovuta sia alla riduzione delle emissioni che al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico).

La maggior parte degli impianti di cogenerazione risulta di taglia medio piccola, con punti di generazione distribuiti e prossimi ai bacini di utenza. In tal caso intervengono anche i seguenti vantaggi:

- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale;
- a parità di energia termica utile generata, sostituzione di altre modalità di fornitura del calore più inquinanti (caldaie, sia per usi civili che industriali, caratterizzate da

bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

La cogenerazione trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, che civile. L'energia elettrica viene, tutta o in parte, autoconsumata, mentre il calore viene utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda, per usi di processo industriali o civili (es. riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento) o, nella forma di aria calda, per processi industriali di essiccamento. Le modalità di prelievo delle due componenti elettrica e termica dell'energia prodotta sono spesso caratterizzate da profili indipendenti e variabili nel tempo (processi continui, discontinui su base giornaliera e stagionale).

In alcuni settori industriali la cogenerazione costituisce un'opzione produttiva ampiamente consolidata. Essa potrà assumere un peso ancor più rilevante, sia in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale che di risparmio energetico, in virtù degli effetti indotti dal cambiamento tecnologico nel campo della generazione elettrica.

4.2 La definizione di cogenerazione nella normativa tecnica

La normativa tecnica italiana in tema di cogenerazione è elaborata dal Comitato termotecnico italiano energia ambiente (CTI), ente federato UNI, al quale è stata conferita la delega per la normazione del settore termotecnico ed energetico. In tema di cogenerazione, allocata nel Sottocomitato 4 Turbomacchine e macchine volumetriche, risultano pubblicate le seguenti norme:

- UNI 8887-87 Sistemi per processi di cogenerazione – Definizione e classificazione;
- UNI 8888-88 Gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e calore azionati da motori a combustione interna – Metodi di prova in laboratorio;
- UNI 9927-92 Gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e calore azionati da motori a combustione interna – Metodi di prova in campo.

Figurano in fase di elaborazione altri cinque progetti di norma che riguardano l'offerta, l'ordinazione, il collaudo, l'accettazione, le garanzie, nonché i criteri di valutazione tecnico-economici degli impianti di cogenerazione.

Nella normativa internazionale, l'Unione internazionale dei produttori e distributori di energia elettrica (UNIPEDA) definisce come "Centrale di produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione) un impianto termoelettrico in cui l'energia sviluppata dal combustibile è trasmessa ad un fluido intermediario immesso normalmente nella sua totalità in gruppi generatori; questi sono progettati e realizzati in modo che l'energia venga utilizzata in parte per farli funzionare per produrre energia elettrica ed in parte per assicurare una fornitura di calore per usi diversi: processi industriali, riscaldamento urbano, ecc."

In un recente documento di consultazione del Department of the Environment, Transport and the Regions (Detr) inglese viene data una definizione di cogenerazione molto sintetica ed efficace : "*CHP is defined as the 'simultaneous generation of heat and power (usually electricity) in a single process'. Power outputs include mechanical power. Heat outputs can include steam or hot water for process heating, space heating or absorption chilling, or hot air, e.g. for direct drying.*"

4.3 Le tipologie impiantistiche

Le tecnologie utilizzate per la cogenerazione di energia elettrica e calore sono sostanzialmente derivate dalle tecnologie per la produzione di sola energia elettrica attraverso l'installazione di apparecchiature di recupero termico a valle dei motori primi. Ciò comporta, tra l'altro, che a pari produzione di energia elettrica, l'impianto di cogenerazione richieda maggiori investimenti unitari, oltre che una maggior complessità gestionale e di esercizio, rispetto agli impianti non cogenerativi.

Da un punto di vista impiantistico le tecnologie di cogenerazione vengono classificate sulla base della tipologia di motore primo. Ciascuna presenta rapporti tra le quantità di energia elettrica e di calore utile prodotte diversi, così come molto differenziate risultano le caratteristiche di elasticità di tali rapporti rispetto alla domanda.

Storicamente la produzione termoelettrica si è sviluppata con il ciclo termodinamico Rankine o a vapore. In questi impianti il rendimento termodinamico aumenta, tra l'altro, al diminuire della temperatura della sorgente fredda, ovvero al diminuire delle condizioni di pressione e temperatura del vapore allo scarico della turbina nel condensatore. I processi industriali con fabbisogni di calore utile a media temperatura (120-250°C) hanno modificato le condizioni di scarico del vapore, riducendo la produzione di energia elettrica ma incrementando il rendimento globale di conversione dell'energia primaria del combustibile, generando due tipologie impiantistiche derivate dai cicli Rankine a vapore:

- **impianti a vapore a contropressione**, nei quali la turbina a vapore scarica in reti esercite a pressione superiore a quella atmosferica;
- **impianti a vapore a condensazione con spillamento**, nei quali il prelievo di vapore per usi tecnologici o di riscaldamento è parziale ed effettuato durante la fase di espansione in turbina.

I primi si caratterizzano per elevati valori di recupero energetico rispetto alla produzione separata e per un elevato rapporto tra le quantità di energia termica prodotta rispetto a quella elettrica. I secondi presentano rendimenti di conversione dell'energia primaria del combustibile simili a quelli di un impianto termoelettrico convenzionale.

Nel 1986 più del 97% della potenza elettrica installata in Italia con impianti cogenerativi (4505 MW) era basata sui cicli a vapore, essendo la parte residua rappresentata da:

- **motori a combustione interna**, sia a ciclo Otto che Diesel;
- **turbine a gas** con caldaie a recupero.

Queste due tipologie impiantistiche consistono nel recupero, attraverso scambiatori di calore o caldaie a recupero, dell'energia termica del sistema di raffreddamento o dei gas di scarico. I rendimenti di conversione dell'energia primaria del combustibile sono dell'ordine del 60-70%, confrontabili a quelli degli impianti a vapore a contropressione, anche se le applicazioni riguardano solitamente taglie relativamente piccole e medie. Poiché il recupero di energia termica non influenza e non diminuisce (significativamente) la produzione elettrica, si possono avere rapporti tra energia termica utile ed energia elettrica prodotta piuttosto ampi.

Dalla fine degli anni '70 sono stati sviluppati gli **impianti a ciclo combinato** nei quali coesistono, in cascata, un ciclo Brayton (turbina a gas) con un ciclo Rankine. I gas di scarico delle turbine a gas alimentano con il loro calore residuo una caldaia a recupero (o HRSG-Heat Recovery Steam Generator), che può anche essere dotata di un sistema

di combustione supplementare (supplementary fired). Il vapore generato dalla caldaia a recupero alimenta un turbogruppo a vapore. Per ciascun gruppo o blocco combinato sono possibili diverse combinazioni nel numero di turbine a gas per ciascuna turbina a vapore (2:1, 3:1, 1:1, questi ultimi in configurazioni sia a più assi che mono-asse). In generale gli impianti a ciclo combinato sono destinati alla sola produzione di energia elettrica e rappresentano anzi una delle soluzioni più efficienti, con rendimenti nominali per le taglie maggiori intorno al 55%, con obiettivi a medio termine del 60%. Il ciclo combinato può anche essere di tipo cogenerativo a seconda che l'HRSG o la turbina a vapore abbiano derivazioni per destinazioni termiche utili. La diffusione dei cicli combinati determina un radicale mutamento nelle modalità applicative della cogenerazione: mentre nei tradizionali cicli a vapore con turbine a contropressione prevale la produzione di energia termica su quella elettrica e, nel caso dei motori a combustione interna o dei turbogas con caldaia a recupero, tali produzioni risultano relativamente indipendenti, negli impianti a ciclo combinato risulta decisamente predominante la produzione di energia elettrica, ponendo quindi, in generale, problemi di cessione dell'energia elettrica alla rete. Ciò vale anche nell'ipotesi di riqualificazione dei vecchi cicli a vapore attraverso la conversione in ciclo combinato degli impianti a vapore esistenti con riutilizzazione del macchinario rotante esistente.

Vanno infine menzionate le applicazioni cogenerative delle **celle a combustibile**. Le celle a combustibile producono energia elettrica attraverso l'ossidazione diretta di un combustibile, normalmente gas naturale o idrogeno, e sono classificate in base al tipo di elettrolita utilizzato. Il tipo ad acido fosforico è il più diffuso nelle applicazioni di taglia medio-piccola e presenta rendimenti elettrici del 40% e globali in applicazioni combinate dell'82%, con acqua calda a 90°C o vapore saturo a 115-120°C come vettore termico. Nel tipo a carbonati fusi tali rendimenti arrivano, rispettivamente, al 55% e 70% ed operano a temperatura elevata (650°C). Nel tipo a ossidi solidi, ancora in fase di industrializzazione, si raggiungono temperature di 1100°C, rendendo possibile la combinazione con cicli combinati che raggiungono rendimenti globali del 70%.

5 Criteri e proposte per la nuova definizione di cogenerazione

5.1 Presupposti per la definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99

La definizione di cogenerazione dell'Autorità di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, deve quindi prevedere una duplice condizione:

- una condizione di risparmio energetico, che risulti adeguata alle nuove tecnologie e che tenga altresì conto del diverso pregio dell'energia elettrica e dell'energia termica;
- un vincolo che limiti il rapporto tra produzione elettrica e termica ed eviti soluzioni cogenerative eccessivamente sbilanciate sulla produzione elettrica.

L'analisi del risparmio energetico attribuibile ad un impianto di cogenerazione richiede in genere delle inevitabili schematizzazioni. Infatti, dovendo confrontare i consumi energetici di un impianto di cogenerazione con i consumi che si avrebbero per la

produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore utile, si deve far riferimento alle modalità tecnico-produttive con le quali tali quantità di energia verrebbero generate separatamente. Solitamente si fa riferimento, per l'elettricità, al rendimento elettrico medio netto del parco termoelettrico nazionale nel quale l'impianto cogenerativo si inserisce e, per il calore utile, alla produzione di vapore in una caldaia di taglia medio-grande per applicazioni di tipo industriale.

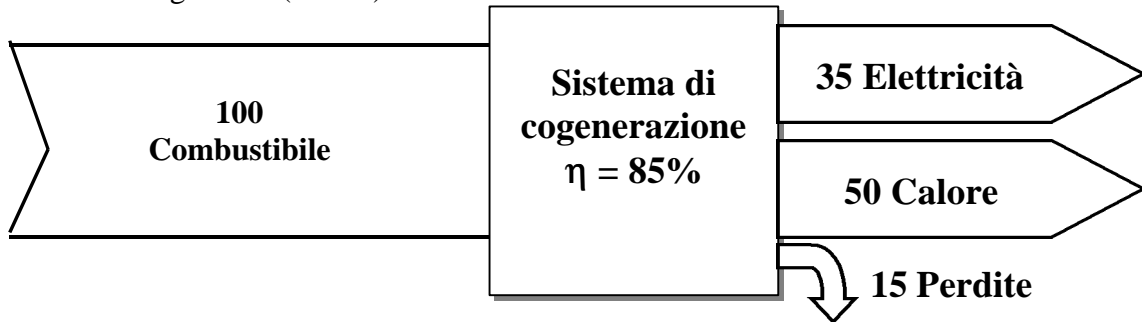
Per chiarire il significato di risparmio energetico conseguibile con un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile, si illustra l'esempio riportato nella tavola 3. Si supponga che un impianto cogenerativo, per produrre 35 unità di energia elettrica e 50 unità di calore utile, consumi 100 unità di combustibile. Il rendimento termodinamico complessivo di conversione, inteso come rapporto tra l'energia utile prodotta (35+50) e l'energia primaria del combustibile utilizzato (100), risulta pertanto dell'85%. Se si considera invece il caso di produzione separata, supponendo di produrre 35 unità di energia elettrica con una centrale termoelettrica tradizionale avente un rendimento elettrico del 38% e 50 unità di calore utile con una caldaia avente un rendimento termico pari al 90%, si avrebbe un consumo di combustibile pari a $35/0,38 + 50/0,9 = 147,7$ unità di combustibile. Nel caso di produzione per via separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, risulterebbe quindi un consumo di 147,7 unità di combustibile anziché le 100 richieste dall'impianto di cogenerazione. Il risparmio di energia primaria conseguibile con la cogenerazione è dunque pari a $(147,7-100)/147,7 = 32,3\%$.

Per quantificare la significatività del risparmio energetico conseguibile con la cogenerazione, di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, si ritiene opportuno ricorrere al criterio di assumere come riferimento il valore del rendimento elettrico degli impianti per la produzione di energia elettrica dell'ultima generazione, imponendo la condizione che l'impianto cogenerativo, per rientrare nella definizione di cui al medesimo articolo 2, realizzi un risparmio di energia superiore rispetto a quello conseguito dai più efficienti impianti disponibili per la produzione separata di energia elettrica e calore.

Tavola 3 – Schema di riferimento per la determinazione del risparmio energetico conseguito da un sistema di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore utile

a) SISTEMA DI COGENERAZIONE

Rendimento globale $(35+50)/100 = 85\%$

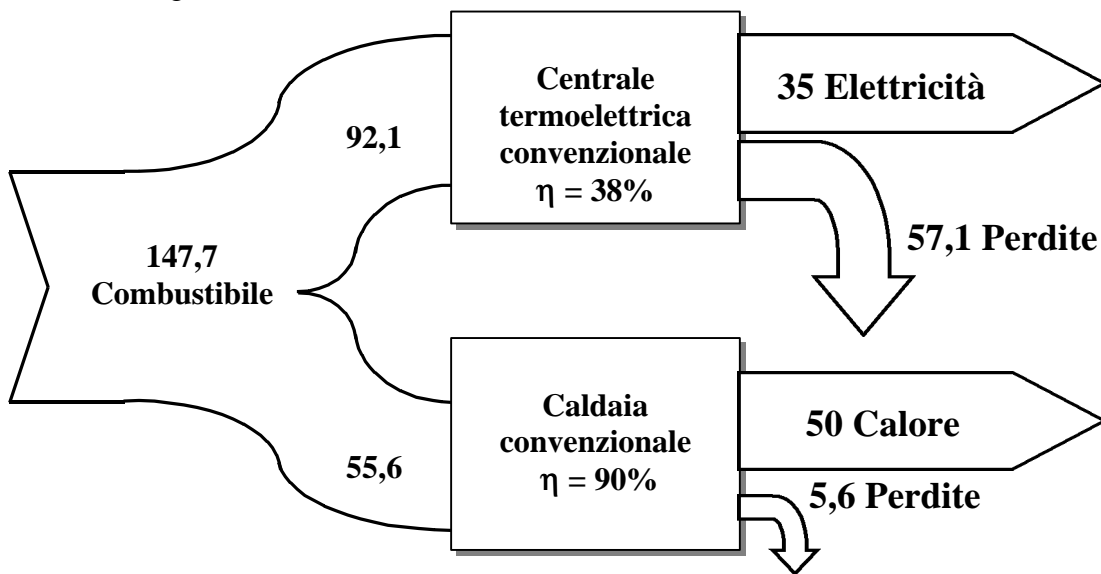


b) PRODUZIONE CONVENZIONALE SEPARATA

Rendimento elettrico netto medio centrale termoelettrica convenzionale 39%

Rendimento termico caldaia 90%

Rendimento globale $(35+50)/147,7 = 57,5\%$



5.2 Definizione di risparmio di energia primaria

Fra i vari indicatori di merito per valutare il risparmio di energia primaria di un impianto di cogenerazione, il più diffuso nella letteratura tecnica internazionale e il più significativo è l'indice IRE (Indice di risparmio di energia), definito come il rapporto fra il risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alla generazione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta da detta generazione separata:

$$\text{IRE} = \frac{E_s - E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_{ES} + E_{TS}} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_E}{\eta_{ES}} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}}$$

dove i simboli indicano:

- $E_s = E_{ES} + E_{TS}$: l'energia primaria da combustibile fossile commerciale consumata per produrre separatamente elettricità e calore utile per mezzo di due distinti impianti, uno per la produzione di energia elettrica e l'altro per la produzione di calore mediante caldaia industriale;
- E_{ES} : l'energia primaria da combustibile fossile commerciale consumata per produrre elettricità per mezzo di un impianto di sola produzione di energia elettrica;
- E_{TS} : l'energia primaria da combustibile fossile commerciale consumata per produrre calore mediante caldaia industriale;
- E_c : l'energia primaria del combustibile fossile commerciale¹, riferita al potere calorifico inferiore del combustibile, consumata dall'impianto di cogenerazione per la produzione combinata delle stesse quantità di energia elettrica E_E e di energia termica utile E_T ;
- E_E : l'energia elettrica netta generata dall'impianto di cogenerazione;
- E_T : energia termica netta utile generata dall'impianto di cogenerazione;
- η_{ES} : il rendimento elettrico medio netto della modalità di sola generazione energia elettrica di riferimento;
- η_{TS} : il rendimento termico medio della modalità di sola generazione di energia termica di riferimento.

Per una valutazione più completa dei benefici rispetto alla produzione separata occorre considerare anche l'ulteriore risparmio, tipico della generazione diffusa, che gli impianti di cogenerazione eventualmente determinano a livello di perdite di trasmissione e distribuzione sul sistema elettrico nazionale. A tale fine si ritiene opportuno introdurre nella formula dell'IRE un coefficiente p che tenga conto di tali minori perdite, a seconda che l'impianto sia connesso alla rete elettrica di BT o alla rete di MT, applicandolo al parametro η_{ES} . Il coefficiente p , calcolato considerando i valori medi delle perdite di trasmissione e distribuzione in MT e AT/AAT, è pari a:

¹ Nel caso in cui l'impianto di cogenerazione utilizzi, in tutto in parte, combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, si veda il paragrafo 5.6.

Livello di tensione	p
BT	1 – 4,3/100
MT	1 – 2,8/100

Nel riconoscere i benefici che la generazione distribuita assicura in termini di riduzione delle perdite di trasmissione e distribuzione, non si è tenuto conto della riduzione delle perdite di trasmissione e distribuzione sul livello di tensione cui è allacciato l'impianto eventualmente determinata dalla quota di energia elettrica autoconsumata. Ciò per non introdurre difficoltà nelle fasi di rilevazione dei dati al fine del riconoscimento della condizione cogenerativa dell'impianto.

La formula dell'indice di risparmio di energia IRE diventa quindi la seguente:

$$IRE = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{\eta_{ES} p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}}$$

Per valutare il rendimento di un impianto di cogenerazione rispetto ad un impianto termoelettrico convenzionale per la sola produzione di energia elettrica nella normativa internazionale, adottata anche dall'Unipede, dall'Eurostat per la determinazione dei bilanci energetici della cogenerazione negli stati membri dell'Unione europea, dall'Enel Spa e dall'Unapace per la determinazione dei consumi specifici, si utilizza anche il rendimento per la produzione di energia elettrica in un impianto di produzione combinata di calore e di energia elettrica, definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica, pari alla differenza tra l'energia primaria del combustibile fossile commerciale consumata dall'impianto di cogenerazione e l'energia termica utile generata, quest'ultima divisa per il rendimento di un generatore di calore equivalente. Espressa in formula, tale definizione, detta di Ecabert, diventa:

$$R_E = \frac{E_E}{E_C - \frac{E_T}{\eta_{TS}}}$$

dove R_E è il rendimento per la produzione di energia elettrica in un impianto di produzione combinata di calore e di energia elettrica e gli altri simboli hanno lo stesso significato sopra definito.

Si può dimostrare che, partendo da tale definizione, si può pervenire ad un indice di risparmio energetico, definito come rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alla generazione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica ($E_S - E_C$) e l'energia primaria richiesta per la sola produzione elettrica con un impianto di produzione elettrica, pari a E_E/η_{ES} . Tale formulazione dell'indice di risparmio di energia non è tuttavia coerente con quanto previsto dall'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 per la definizione di cogenerazione che stabilisce di garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate (delle stesse quantità di energia elettrica e calore).

Spunto per la consultazione

- A.1 Si ritiene che l'indice di risparmio di energia IRE, come sopra definito, sia il più adeguato a rappresentare efficacemente le condizioni di risparmio dell'energia primaria rispetto alle produzioni separate di elettricità e calore previste dall'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99?
- A.2 Si ritiene che la cogenerazione distribuita di piccola taglia presenti vantaggi tali da giustificare l'inserimento del parametro p nella formula dell'indice di risparmio di energia IRE?

5.3 Criteri applicativi

Al fine di misurare valori realistici ed oggettivi dell'effettivo risparmio energetico, nell'applicazione della formula dell'indice IRE come sopra definito, devono essere rispettate alcune condizioni fondamentali, tra cui:

- a) la determinazione delle quantità di energia prodotte e consumata dall'impianto di cogenerazione (E_E , E_T , E_C) deve essere basata su:
 - bilanci a consuntivo annuali;
 - quantità nette di energia, depurate di tutte le perdite per ausiliari nel perimetro della centrale;
 - sistemi di misura e contabilizzazione certificati.
- b) i valori dei rendimenti η_{ES} e η_{TS} delle tecnologie di riferimento per la generazione separata devono:
 - risultare basati su dati reali, a consuntivo e rappresentativi di una base la più estesa possibile, almeno per quanto riguarda la generazione elettrica;
 - tener conto dell'evoluzione tecnologica in atto, prevedendo meccanismi d'aggiornamento (ad es. triennali) basati su dati a consuntivo.

I motivi alla base di queste condizioni applicative sono evidenti. La valutazione dei risparmi energetici su prestazioni nominali, riferite a dati progettuali o di collaudo, o riferite a valori tendenziali, può portare a forti scostamenti rispetto ai dati reali. Infatti, nelle condizioni reali di esercizio, gli impianti scontano numerose cause di decadimento delle prestazioni dovute in particolare a: avviamenti e fermate, a funzionamento a carico parziale, a variazioni della richiesta termica, a degrado dei componenti nel corso della vita utile, a gestioni non ottimizzate..

5.4 Significatività del risparmio energetico

Il risparmio energetico di un impianto di cogenerazione viene valutato rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore utile. I criteri con cui può essere effettuata tale valutazione possono essere di almeno due tipi.

- A) Il criterio di valutazione generalmente più utilizzato, che si indica di tipo A, è quello che valuta tale risparmio energetico rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica prodotta con il parco di centrali termoelettriche non

cogenerative collegate alla rete nazionale e della stessa quantità di energia termica prodotta con caldaie industriali di taglia medio-grande. Tale schematizzazione assume che ogni unità di energia elettrica prodotta con impianti di cogenerazione sostituisca una equivalente unità generata con il parco termoelettrico esistente, con gli effetti di risparmio energetico ed ambientale che ne derivano. In tale schematizzazione, i valori di η_{ES} e η_{TS} possono essere fissati come segue:

- a) η_{ES} è il rendimento elettrico netto medio annuo del parco di centrali termoelettriche con sola produzione di energia elettrica collegate alla rete elettrica nazionale, approssimato con criterio commerciale alla seconda cifra decimale. Per gli impianti con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002 (per data di entrata in esercizio si intende quella del primo parallelo con la rete elettrica) si propone di assumere come valore base di riferimento per il parametro η_{ES} il valore relativo all'esercizio 1998 e pari a 0,38;
- b) η_{TS} è il rendimento termico medio per la generazione di sola energia termica con un caldaia industriale di dimensioni medio-grandi ed è pari a 0,9 nel caso di utilizzo industriale del calore e a 0,8 nel caso di teleriscaldamento.

Nel criterio di tipo A, che riferisce la produzione elettrica a quella del parco termoelettrico esistente, la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia IRE diventa quindi:

- per gli impianti con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002, diversi da quelli di teleriscaldamento, la seguente:

$$IRE_A = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,38p} + \frac{E_T}{0,9}}$$

- per gli impianti di teleriscaldamento, con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002, la seguente:

$$IRE_A = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,38p} + \frac{E_T}{0,8}}$$

B) Il secondo criterio di valutazione che si indica di tipo B, con la quale può essere valutato il risparmio energetico di un impianto di cogenerazione è quella di riferire tale risparmio alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica con la migliore tecnologia di generazione elettrica disponibile in esercizio commerciale e della stessa quantità di energia termica con caldaie industriali di taglia medio-grande.

La miglior tecnologia disponibile per la generazione elettrica è oggi rappresentata dai cicli combinati di grande taglia realizzati adottando modelli di turbine a gas di generazione avanzata. Per tali impianti, considerato che ancora non si dispone di dati a consuntivo su base annuale relativi ad impianti in esercizio commerciale situati nel territorio italiano, si propone di assumere, per il triennio 2000-2002, un valore del rendimento elettrico netto η_{ES} pari a 0,50. In effetti risultano oggi installati nel mondo diverse realizzazioni con rendimenti nominali anche migliori (54%-57% della GE Power Systems, 53-58% della ABB-Alstom Power, 57-58% della Mitsubishi Heavy

Industries, 55-57% della Siemens Westinghouse). Tuttavia i valori effettivi e relativi a condizioni di esercizio reale risultano inferiori.

Nel criterio di tipo B, che riferisce la produzione elettrica alla miglior tecnologia di generazione elettrica disponibile in esercizio commerciale, la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia IRE_B diventa quindi:

- per gli impianti con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002, diversi da quelli di teleriscaldamento, la seguente:

$$IRE_B = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,50p} + \frac{E_T}{0,9}}$$

- per gli impianti di teleriscaldamento, con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002, la seguente:

$$IRE_B = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,50p} + \frac{E_T}{0,8}}$$

I due indici di risparmio energetico IRE_A e IRE_B differiscono fondamentalmente per i seguenti due aspetti:

- IRE_A consente di quantificare il risparmio energetico conseguito da un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica generata dal parco termoelettrico esistente e di energia termica prodotta da una caldaia di tipo industriale di dimensioni medio-grandi, mentre IRE_B consente di quantificare tale risparmio, relativamente alla generazione di energia elettrica, rispetto alla migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale e, relativamente all'energia termica, rispetto ad una caldaia di tipo industriale di dimensioni medio-grandi;
- IRE_A attribuisce un peso maggiore di quanto non faccia IRE_B all'energia elettrica prodotta rispetto all'energia termica.

5.5 Determinazione delle soglie di significatività del risparmio energetico

Per quantificare la significatività del risparmio energetico di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 si ritiene opportuno fissare la condizione che l'impianto di cogenerazione consegua un risparmio di energia superiore di almeno il 10% rispetto alle migliori tecnologie disponibili in esercizio commerciale per la produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica.

Per la determinazione del valore dell'indice di risparmio di energia che deve essere verificato da un impianto per risultare cogenerativo, nella modalità di tipo A occorre quindi dapprima calcolare il valore dell'indice di risparmio di energia IRE_A conseguito da un impianto a ciclo combinato con rendimento elettrico netto medio annuo del 50% (connesso con la rete elettrica di AT o AAT) senza generazione di calore utile ($E_T = 0$), che risulta pari a 24%, e successivamente imporre la maggiorazione del 10% di cui sopra. Tale valore IRE_{Amin} risulta quindi pari a $1,1 * 0,24 = 26,4\%$. Ciò equivale ad imporre la condizione che, affinché un impianto possa essere definito come

cogenerativo, esso deve innanzitutto conseguire, rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore con il parco termoelettrico e termico esistente, un indice di risparmio energetico maggiore o uguale al 26,4%, che equivale ad avere un risparmio di energia superiore di almeno il 10% rispetto a quello consentito dalla migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale per la sola produzione di energia elettrica.

Per la determinazione del valore dell'indice di risparmio di energia che deve essere verificato da un impianto per risultare cogenerativo, nella modalità di tipo B, deve essere invece soddisfatta la condizione che il valore dell'indice di risparmio di energia IRE_{Bmin} risulti maggiore o uguale al **10%**.

Non sembra ragionevole adottare per gli impianti entrati in esercizio in periodi storici in cui la migliore tecnologia di generazione elettrica disponibile presentava parametri di efficienza sostanzialmente diversi da quelli attuali una condizione di risparmio energetico riferita alla più avanzata soluzione tecnologica di produzione attualmente disponibile (ciclo combinato di grande taglia con rendimento netto medio annuo del 50%). Si propone pertanto che per gli impianti entrati in esercizio precedentemente all'anno 2000 si applichino valori minimi di IRE_{Amin} e di IRE_{Bmin} riferiti al livello di evoluzione tecnologica ed alle prestazioni medie del parco termoelettrico tipiche del periodo storico nel quale i relativi investimenti sono stati sostenuti. Con riferimento alla data di entrata in esercizio degli impianti, si ritiene utile distinguere tra il periodo 1991-1999, nel quale il riferimento alla migliore tecnologia disponibile può essere quello preso a riferimento per la determinazione del costo evitato di produzione di cui al provvedimento CIP n. 6/92, e il periodo antecedente, nel quale la miglior tecnologia disponibile era costituita da impianti termoelettrici a vapore supercritici. Nel caso di impianti entrati in esercizio nel periodo 1 gennaio 1991-31 dicembre 1999 la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia IRE diventa quindi, nel criterio di tipo A:

$$IRE_A = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,37p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}} \geq 21,5\% \quad [1]$$

e, nel criterio di tipo B:

$$IRE_B = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,46p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}} \geq 10,0\% \quad [2]$$

Nel caso di impianti entrati in servizio precedentemente alla data dell'1 gennaio 1991, la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia IRE diventa quindi, nel criterio di tipo A:

$$IRE_A = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,36p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}} \geq 11,0\% \quad [3]$$

e, nel criterio di tipo B:

$$IRE_B = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{0,40p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}} \geq 10,0\% \quad [4].$$

Analogamente a quanto previsto per gli impianti con entrata in esercizio nel triennio 2000-2002, si propone di assumere per il rendimento termico η_{TS} un valore pari a 0,8 nel caso di impianti di teleriscaldamento ed un valore pari a 0,9 in tutti gli altri casi.

Si ritiene opportuno che per ciascun impianto entrato in esercizio successivamente all'1 gennaio 2000 i valori di riferimento di η_{ES} e IRE_{min} in vigore alla data di entrata in esercizio vengano mantenuti invariati per un periodo commisurato ai tempi di ritorno economico dell'investimento e, comunque, non inferiore ad 8 anni. Pertanto un impianto ammesso alle condizioni di impianto cogenerativo in base al valore di indice IRE_{min} in vigore alla data della sua entrata in esercizio e fissato in base a determinati valori di η_{ES} del rendimento elettrico netto medio annuo del parco termoelettrico esistente e della migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale, mantiene gli stessi valori di IRE_{min} e η_{ES} di riferimento per otto anni consecutivi durante i quali dovrà dimostrare di rispettare tali limiti su base annua. Passati 8 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto, [a partire dall'anno solare successivo] si applicano i valori di riferimento di η_{ES} e IRE_{min} aggiornati su base triennale in vigore per gli impianti nuovi.

Per gli impianti entrati in esercizio nel periodo 1 gennaio 1991 – 31 dicembre 1999 si applicano i valori limite di $IRE_A \geq 21,5\%$ e $IRE_B \geq 10\%$ calcolati secondo le formule [1] e [2] per un periodo pari al maggiore periodo residuo, valutato rispetto all'entrata in vigore del provvedimento, di 8 anni a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto e comunque per un periodo non inferiore a 2 anni a partire dall'entrata in vigore del provvedimento che verrà adottato dall'Autorità alla fine del presente processo di consultazione. Passato tale periodo, decade la condizione di risparmio energetico come sopra definita per tali impianti e si applica la condizione di risparmio energetico aggiornata e riferita agli impianti nuovi.

Per gli impianti entrati in esercizio antecedentemente alla data dell'1 gennaio 1991 si applicano i valori limite di $IRE_A \geq 11\%$ e $IRE_B \geq 10\%$ calcolati secondo le formule [3] e [4] per un periodo di 2 anni a partire dall'entrata in vigore del provvedimento che verrà adottato dall'Autorità alla fine del presente processo di consultazione. Passato tale periodo decade la condizione di risparmio energetico come sopra definita per tali impianti e si applica la condizione di risparmio energetico aggiornata e riferita agli impianti nuovi.

Per quanto riguarda l'effetto scala degli impianti di cogenerazione in termini di prestazioni (energetiche ed ambientali), oltre a quanto già previsto al paragrafo 5.3 in termini di minori perdite di trasmissione per la generazione distribuita, si ritiene che le condizioni previste dall'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 fanno riferimento ad un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate senza considerare specifiche modalità di produzione. Appare pertanto di difficile applicabilità l'istituzione di indici di risparmio energetico differenziati per taglia e per tipologia impiantistica.

Spunti per la consultazione

- A.3 Nello specifico contesto del parco di generazione elettrico italiano, quale delle due formulazioni dell'indice di risparmio di energia IRE_A e IRE_B si ritiene più adeguata e meglio applicabile ai fini della definizione di cogenerazione?
- A.4 Si ritiene adeguata la soglia del 10% per la significatività del risparmio di energia, richiesto dall'articolo 2, comma 8 del decreto legislativo n. 79/99, rispetto al miglior impianto per la produzione separata di energia elettrica e di calore?
- A.5 I riferimenti adottati per la migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale e per la soglia di significatività del risparmio di energia vengono ritenuti compatibili con l'esigenza di promuovere, o comunque di non creare barriere, allo sviluppo della cogenerazione in tutte le sue forme, compresa quella della generazione distribuita?
- A.6 Si ritiene appropriato un aggiornamento con periodicità triennale dei parametri di riferimento per il calcolo dell' IRE_{min} e η_{ES} ?
- A.7 Si ritiene appropriato prevedere che un impianto, riconosciuto come cogenerativo alla data della sua entrata in esercizio, debba verificare poi per i successivi 8 anni la condizione di cogenerazione sulla base di parametri di riferimento che rimangono fissi?
- A.8 Se si volessero differenziare le prestazioni degli impianti di cogenerazione, in termini di risparmio energetico ed ambientale, anche in funzione della taglia, quali sarebbero i criteri applicativi possibili?

5.6 Definizione di risparmio energetico per impianti che utilizzano anche combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali

Stante la formulazione dell'indice di risparmio energetico, così come definito nel paragrafo 5.2, nel caso di utilizzo di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali (di seguito: altri combustibili) il termine E_C si riduce all'aumentare della quota di altri combustibili rispetto a quella del combustibile fossile commerciale, e l'indice IRE risulta massimo e pari al 100% per $E_C = 0$. Ciò consente di conseguire elevati indici di risparmio energetico a prescindere dall'effettivo assetto cogenerativo dell'impianto.

Nel caso di utilizzo, parziale o totale, di altri combustibili è pertanto necessario riferire l'indice IRE alla sola quota di combustibile fossile commerciale impiegato E_C , depurando l'energia elettrica prodotta della quota che sarebbe producibile impiegando altri combustibili $E_{C,nc}$ in una centrale termoelettrica convenzionale a vapore che utilizzi lo stesso combustibile. Ciò pone la necessità di definire il rendimento elettrico di una centrale termoelettrica convenzionale a vapore che utilizzi, per la sola produzione di energia elettrica, combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali $\eta_{ES,nc}$.

Nel caso di utilizzo, parziale o totale, di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, l'indice di risparmio di energia IRE diventa pertanto:

$$IRE = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E - E_{C,nc} \cdot \eta_{ES,nc}}{\eta_{ES}} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}}$$

dove η_{ES} e η_{TS} assumono lo stesso significato e gli stessi valori utilizzati per i combustibili commerciali (cfr. paragrafo 5.4), mentre per $\eta_{ES,nc}$ si assumono valori tipici quali:

- gas siderurgici, combustibili di processo e residui, gas naturale da giacimenti minori isolati: $\eta_{ES,nc} = 0,35$;
- rifiuti solidi urbani, biomasse: $\eta_{ES,nc} = 0,27$.

Ad esempio, l'indice IRE_A di un impianto cogenerativo che utilizzi 40 unità di energia primaria da biomasse e 60 unità di gas naturale, producendo 30 unità di energia elettrica e 40 unità equivalenti di calore, risulta:

$$IRE_A = 1 - \frac{60}{\frac{(30 - 40 \cdot 0,27)}{0,38} + \frac{40}{0,9}} = 36,8\%$$

Si noti che se lo stesso impianto avesse utilizzato come combustibile solo gas naturale ($E_C=100$), l'indice IRE_A sarebbe risultato pari a 19%, inferiore quindi al limite di cui al paragrafo 5.5.

L'indice IRE_B dello stesso impianto cogenerativo, risulta:

$$IRE_B = 1 - \frac{60}{\frac{(30 - 40 \cdot 0,27)}{0,50} + \frac{40}{0,9}} = 27,5\%$$

Si noti che se lo stesso impianto avesse utilizzato come combustibile solo gas naturale ($E_C=100$), l'indice IRE_B sarebbe risultato pari a 4,3%, inferiore quindi al limite di cui al paragrafo 5.5.

Spunti per la consultazione

A.9 Si ritiene che la formulazione dell'IRE che consenta di considerare, nella valutazione di efficienza energetica di un impianto, anche l'utilizzo di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, possa comportare dei problemi nella fase di verifica? Ad esempio, come il soggetto produttore fornisce una misura esatta del combustibile fossile non commerciale impiegato?

A.10 Eventualmente si ritiene possibile rinunciare a tale tipo di formulazione?

5.7 Definizione di un limite inferiore alla generazione di energia termica utile

Come precisato nel paragrafo 5.1, l'esigenza di evitare soluzioni tecnologiche troppo sbilanciate nella produzione di energia elettrica, come già sperimentate in passato con

l'introduzione di indici tipo l'Ien di cui al provvedimento CIP n. 6/92, suggerisce l'introduzione di un limite inferiore al rapporto tra l'energia termica utile E_T e l'effetto utile complessivamente generato pari alla somma dell'energia elettrica e dell'energia termica utile (E_E+E_T).

In linea di principio, avendo imposto un risparmio di energia primaria significativamente superiore a quello ottenibile con il miglior ciclo combinato per la sola generazione di energia elettrica, dovrebbe risultare impossibile soddisfare i limiti sopra definiti senza una effettiva cogenerazione.

Si ritiene comunque utile introdurre un limite inferiore al rapporto $E_T/(E_E+E_T)$ come ulteriore condizione per il riconoscimento di impianto cogenerativo per evitare eventuali forzature nella classificazione delle centrali termoelettriche di generazione evitando, ad esempio, che un impianto a ciclo combinato con rendimento elettrico prossimo alla soglia della migliore tecnologia disponibile sia definito di cogenerazione anche in presenza di un'utenza termica poco significativa.

Il procedimento per stabilire un valore appropriato di questo limite contiene inevitabilmente molti gradi di discrezionalità. Vanno in ogni caso salvaguardati i seguenti principi:

- un moderno impianto di cogenerazione a ciclo combinato deve di norma avere una sezione a condensazione, per consentire di non dissipare troppa energia all'inevitabile variare della richiesta termica e di utilizzare il vapore di bassa pressione generato da una caldaia a recupero a due livelli di pressione quando la pressione dei prelievi è superiore;
- su base annuale, la richiesta termica subisce inevitabilmente variazioni significative (discontinuità giornaliera e stagionalità dei cicli produttivi o della domanda di riscaldamento urbano) e, pertanto, il calore mediamente utilizzato non potrà essere una percentuale troppo elevata del valore massimo.

Tenendo conto delle considerazioni sopra esposte, appare opportuno introdurre per un impianto di cogenerazione un limite inferiore al rapporto $E_T/(E_E+E_T)$ pari al **15%**.

Tenuto conto dei vantaggi di carattere energetico ed ambientale di interesse collettivo associati ad elevati indici di risparmio energetico, per impianti che presentassero un valore di $E_T/(E_E+E_T)$ inferiore al 15% ma indici IRE maggiori o uguali a quelli prescritti per gli impianti cogenerativi, è possibile definire una quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione pari a:

$$E_{Ecog} = E_E * (E_T / (E_E + E_T) / 0,15)$$

Ciò equivale a considerare che solo la frazione dell'impianto relativa a E_{Ecog} è di tipo cogenerativo.

Spunti per la consultazione

A.11 Il limite inferiore alla generazione di calore utile $E_T/(E_E+E_T)$, fissato pari a 0,15, sembra sufficiente a garantire l'effettivo assetto cogenerativo dell'impianto?

A.12 Si ritiene che considerare solo una frazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto come derivante da cogenerazione, per gli impianti che non verifichino il limite $E_T/(E_E+E_T)$, sia necessario? Si ritiene possa comportare dei problemi nella fase di verifica? L'istituzione di un eventuale limite inferiore al rapporto E_E/E_T potrebbe introdurre vincoli significativi agli impianti che hanno contratti vincolanti di fornitura del calore utile (es. ospedali, utenze domestiche) a prescindere dalla produzione di energia elettrica. È opportuno prevedere deroghe particolari?

5.8 Verifica annuale delle condizioni tecniche di cogenerazione

Ai fini della verifica delle condizioni tecniche di cogenerazione i soggetti produttori interessati dovranno comunicare annualmente i valori dell'energia elettrica netta prodotta annualmente dall'impianto, dell'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto, dell'energia primaria immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali, dell'energia primaria eventualmente immessa nell'impianto attraverso combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, nonché i metodi di misura e i criteri utilizzati per la determinazione dei valori di tali grandezze.

Spunti per la consultazione

A.13 Si ritiene che la verifica delle condizioni tecniche di cogenerazione debba essere effettuata da uno specifico soggetto (se sì, chi potrebbe essere?) ovvero potrebbe risultare sufficiente una forma di autoregolamentazione (se sì, come potrebbe essere organizzata?)

PARTE II. ASSIMILABILITÀ A FONTE RINNOVABILE

6 Oggetto e finalità

L'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che la società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. ritiri l'energia elettrica di cui al comma 3 all'articolo 22 della legge n. 9/91, offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in applicazione del criterio del costo evitato. L'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91 fa riferimento alle eccedenze di energia elettrica prodotte dagli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate.

La convenzione tipo per la cessione, lo scambio, il vettoriamento e la produzione per conto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 22, comma 4, della legge n. 9/91, approvata con il decreto ministeriale. 25 settembre 1992, definisce come eccedenze di energia elettrica l'energia elettrica prodotta dagli impianti in eccedenza rispetto ai fabbisogni produttivi del soggetto produttore e, in caso di cessione, "l'eventuale energia ceduta dal produttore in eccedenza a quella concordata con l'Enel", in caso di scambio, "l'energia elettrica, che risulti consegnata all'Enel in eccedenza all'energia scambiata", in caso di vettoriamento, "l'energia elettrica, che risulti consegnata all'Enel in eccedenza all'energia vettoriata aumentata delle perdite".

Il combinato disposto dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91, stabilisce che le eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti rinnovabili vengano ritirate dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a.; per tale energia elettrica non si applicherà quindi il dispacciamento di merito economico previsto, a decorrere dall'1 gennaio 2001, dall'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, ma è previsto l'obbligo di ritiro da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a., a prezzi determinati dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato.

Il decreto legislativo n. 79/99 sembra aver delineato quindi, considerando quanto già esposto nella Parte I del presente documento di consultazione, un quadro normativo nel quale, mentre per l'energia elettrica prodotta a mezzo di impianti di cogenerazione è prevista una priorità del dispacciamento rispetto all'energia elettrica prodotta con impianti convenzionali, per le eccedenze di energia elettrica prodotta a mezzo di impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili, è previsto un obbligo di ritiro da parte del soggetto cessionario a prezzi determinati in applicazione del criterio del costo evitato dall'Autorità, stabilito dall'articolo 3, comma 12, del medesimo decreto.

Le eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti rinnovabili sono ritirate dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. ad un prezzo fissato dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato. I produttori che hanno la disponibilità di tali impianti possono comunque decidere di partecipare al meccanismo delle offerte (e quindi vendere le eccedenze nella costituenda borsa dell'energia) o di cedere le eccedenze di energia elettrica prodotta attraverso contratti bilaterali con clienti idonei qualora il meccanismo di funzionamento ed i prezzi

di mercato che si andranno a determinare saranno tali da rendere più conveniente il ricorso al mercato piuttosto che la cessione delle eccedenze a prezzi amministrati. Il ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. avviene solo in subordine al ritiro dell'energia elettrica prodotta con impianti che utilizzano fonti rinnovabili e al ritiro, a prezzi amministrati, delle eccedenze degli impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti rinnovabili; il prezzo a cui verrà ritirata l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione dipenderà dai criteri che verranno stabiliti dal Gestore del mercato per la determinazione dei prezzi dell'energia elettrica in borsa.

Le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità degli impianti per la produzione di energia elettrica agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili sono fissate dal CIP ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91. Tali condizioni sono state definite al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92, come già riportato nel paragrafo 3.6 della Parte I.

Stanti gli attuali rendimenti dei cicli combinati, il limite fissato per la condizione tecnica di assimilabilità dal provvedimento CIP n. 6/92 risulta inadeguato a garantire che gli impianti che lo verificano conseguano dei risparmi energetici tali da giustificare una loro assimilabilità agli impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano fonti di energia rinnovabili. Tale limite risulta infatti facilmente verificato da impianti a ciclo combinato per la sola produzione di energia elettrica che adottino le soluzioni tecnologiche più recenti; possono quindi accedere ai benefici legislativi previsti dall'attuale quadro normativo per gli impianti per la produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate, tra cui anche quello dell'obbligo da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. del ritiro delle eccedenze di energia elettrica, anche soluzioni impiantistiche non cogenerative e non presentanti carattere di eccezionalità in termini di risparmio energetico.

Da qui l'esigenza da parte dell'Autorità di riformulare o aggiornare la definizione della condizione tecnica per l'assimilabilità a fonte rinnovabile, adeguandola alla nuova tecnologia ed ai rendimenti caratteristici degli impianti per la produzione di energia elettrica di costruzione più recente, considerando che dalla definizione di assimilabilità fissata con il provvedimento CIP n. 6/92 sono passati 8 anni ed il progresso tecnologico ha reso obsoleta tale definizione richiedendone una revisione.

Il compito di formulare una nuova definizione della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile spetta all'Autorità sulla base di quanto previsto dagli articoli 2, comma 14, e 3, comma 1, della legge n. 481/95: devono intendersi trasferite all'Autorità le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni; tra le suddette funzioni rientrano infatti quelle previste dall'articolo 22, comma 5, ultimo periodo, della legge n. 9/91 che affida al CIP la definizione delle condizioni tecniche generali per l'assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

7 Quadro normativo: benefici e obblighi

Il quadro normativo per gli impianti di produzione di energia elettrica assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili è definito dalle leggi n. 308/82, n. 10/91 e n.

9/91 e dai provvedimenti CIP n. 15/89, CIP n. 34/90 e CIP n. 6/92, come riportato nel capitolo 3 della Parte I.

I benefici e gli obblighi che contraddistinguono la realizzazione e l'esercizio degli impianti assimilati a fonte rinnovabile ai sensi della normativa vigente, che sono in parte comuni a quelli degli impianti da fonti rinnovabili propriamente detti, si possono riassumere nei seguenti tre punti:

- a) Semplificazione dell'iter autorizzativo alla costruzione dell'impianto ai sensi dei commi 1 e 2 dell'articolo 22 della legge n. 9/91. L'articolo 22, comma 1, della legge n. 9/91 prevede infatti che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate, ai sensi della normativa vigente, non è soggetta alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge n. 1643/62, e successive modificazioni e integrazioni, e alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione di energia elettrica. L'articolo 22, comma 2, della medesima legge stabilisce inoltre che i soggetti che intendono provvedere all'installazione degli impianti di cui al comma 1 devono darne comunicazione al Ministero dell'industria, all'Enel e all'Ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione (ora Ufficio tecnico di finanza) competente per territorio.

Tali impianti non seguono quindi quanto disposto dall'articolo 20 della medesima legge n. 9/91, che prevedeva l'autorizzazione del Ministro dell'industria per l'autoproduzione di energia elettrica per uso proprio o per la cessione all'Enel, poi modificato e integrato dagli articoli 29 e 31 del decreto legislativo n. 112/98. L'articolo 29, comma 2, lettera g), del decreto legislativo n. 112/98 ha stabilito che sono conservate allo Stato le funzioni amministrative concernenti la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, salvo quelli che producono energia da fonti rinnovabili di energia e da rifiuti ai sensi del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 38 del 15 febbraio 1997, nonché le reti per il trasporto con tensione superiore a 150 kV, l'emanazione di norme tecniche relative alla realizzazione di elettrodotti, il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche, di competenza statale, le altre reti di interesse nazionale di oleodotti e gasdotti; l'articolo 31, comma 2, lettera b), del decreto legislativo n. 112/98 ha stabilito che sono attribuite alle province, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali, le funzioni riguardanti l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia.

Per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti convenzionali, l'articolo 8, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che, fermo restando quanto previsto dal decreto legislativo n. 112/98, nonché la disciplina relativa alla valutazione di impatto ambientale, entro un anno dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo sono emanati, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, uno o più regolamenti per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica o la modifica o il potenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali.

- b) Regime di incentivazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 per tutti i casi previsti dall'articolo 1 del decreto del

Ministro dell'industria 24 gennaio 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997 (di seguito: decreto ministeriale 24 gennaio 1997). L'articolo 1 del decreto ministeriale 24 gennaio 1997 ha stabilito che le disposizioni concernenti la nuova produzione di energia contenute nel provvedimento CIP n. 6/92, come integrato e modificato dal decreto ministeriale. 4 agosto 1994, si applicano limitatamente agli impianti già realizzati, a quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto ministeriale. 24 gennaio 1997, nonché alle iniziative e alle proposte di cessione previste dal comma 7 dell'articolo 3 della legge n. 481/95, e cessano di avere effetto in tutti gli altri casi.

- c) Obbligo di ritiro delle eccedenze di energia elettrica da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. previsto dall'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99. Tale obbligo di ritiro da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. privilegia le eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti assimilati rispetto all'energia elettrica prodotta a mezzo di impianti cogenerativi che non verificano la condizione di assimilabilità prevista dalla normativa vigente, per i quali è prevista solo la priorità di dispacciamento.

8 Gli impianti assimilati: stato delle iniziative

Dalla documentazione in possesso dell'Autorità risulta che il Ministero dell'industria ha effettuato al 2 marzo 2000, 869 comunicazioni dell'indice energetico ex provvedimento CIP n. 6/92², per una potenza elettrica complessiva di circa 14.000 MW, di cui 659 comunicazioni con indice energetico superiore a 0,6 (potenza elettrica complessiva 11.900 MW). Tuttavia considerando le comunicazioni annullate e quelle relative ad iniziative di impianti rinunciati o dismessi, gli impianti assimilati ai sensi del titolo I del provvedimento CIP n. 6/92 già realizzati, in corso di realizzazione o ancora da realizzare risultano in numero di poco inferiore a 800 per una potenza elettrica complessiva pari a circa 12.000 MW.

Il numero di impianti assimilati che risultavano in esercizio commerciale al 31 dicembre 1998, per i quali sono stati inviati all'Autorità i dati di produzione relativi all'anno 1998 secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 27/99, e che verificano la condizione tecnica di assimilabilità, è pari a 352, per una potenza elettrica installata complessiva pari a 2.576 MW.

Da tali considerazioni emerge che un numero rilevante di impianti per la produzione di energia elettrica assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili entrerà in esercizio nei prossimi anni; considerando inoltre che:

- il processo di liberalizzazione del mercato elettrico determinerà probabilmente l'installazione di nuova capacità di generazione elettrica, anche attraverso la riconversione di impianti termoelettrici convenzionali a vapore in impianti a ciclo combinato (ciò è previsto tra l'altro dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, allegato lettera A), di approvazione del piano per le cessioni

² Il relativo quadro normativo è stato già esposto nel paragrafo 3.6 della Parte 1.

- degli impianti dell'Enel S.p.a., di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e delle relative modalità di alienazione);
- l'efficienza degli impianti a ciclo combinato consente con facilità di verificare la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento CIP n. 6/92;
 - l'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 prevede l'obbligo del ritiro delle eccedenze di energia elettrica prodotta a mezzo di tali impianti dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. a prezzi determinati dall'Autorità; si ritiene che potrebbero determinarsi delle distorsioni dei meccanismi di funzionamento del dispacciamento di merito economico previsto dall'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, in quanto le eccedenze di energia elettrica prodotta a mezzo degli impianti assimilati (che potrebbero, col tempo, costituire una frazione importante del totale della produzione di energia elettrica italiana) potrebbero non partecipare al meccanismo delle offerte qualora il prezzo di ritiro di tali eccedenze determinato dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato fosse più vantaggioso del prezzo di mercato che si andrà a determinare.

9 I limiti dell'attuale definizione di assimilabilità

Le leggi n. 9/91 e n. 10/91, di attuazione del Piano energetico nazionale approvato dal Consiglio dei ministri nella seduta del 10 agosto 1988, ed il provvedimento CIP n. 6/92, sono maturati in uno scenario energetico nazionale caratterizzato da un rischio di deficit di capacità di generazione elettrica, anche a seguito dell'interruzione dei programmi relativi al nucleare, e da un parco di generazione fortemente sbilanciato verso l'utilizzo dell'olio combustibile, con un rendimento elettrico medio di circa il 37% ed un notevole impatto ambientale.

Gli obiettivi della legislazione formulata in tale contesto risultavano quindi orientati a favorire un aumento della potenza elettrica installata, ricorrendo anche ad una maggiore diversificazione dei soggetti produttori, attraverso l'installazione di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica utilizzando fonti di energia rinnovabili, o comunque di impianti per la produzione di energia elettrica che per le loro caratteristiche di eccezionalità in termini di efficienza energetica potessero essere considerati impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili.

La condizione tecnica per l'assimilabilità a fonte rinnovabile fissata dal titolo I, capoverso 1°, del provvedimento CIP n. 6/92 intendeva premiare le soluzioni impiantistiche che, stante i limiti della tecnologia dei primi anni '90, presentassero caratteristiche di eccezionalità in termini di efficienza energetica.

La condizione

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{E_t}{0,9 E_c} - \left(\frac{1}{0,51} - 1 \right) \cdot \left(0,51 - \frac{E_e}{E_c} \right) \geq 0,51$$

che può essere riscritta anche come:

$$\frac{h_E}{0,51} + \frac{h_T}{0,9} \geq 1, \text{ dove}$$

$$h_E = \frac{E_e}{E_c}, \text{ e } h_T = \frac{E_T}{E_c}.$$

deriva dal criterio di prendere a riferimento un valore di rendimento elettrico che non possa essere raggiunto da un impianto per la sola produzione di energia elettrica che utilizzi combustibili fossili commerciali, anche di soluzione tecnologica avanzata, e che all'epoca del provvedimento CIP n. 6/92 era inteso pari a 0,51. D'altronde se un impianto, nel produrre energia elettrica, utilizza combustibili fossili non commerciali e/o recupera il calore di scarto può avere un rendimento elettrico inferiore a 0,51 e verificare la condizione di assimilabilità purché la diminuzione di produzione elettrica venga compensata dall'utilizzo di combustibili e/o calore di scarto, o dalla generazione di energia termica utile (cogenerazione). La condizione di assimilabilità risulta verificata anche in assenza di generazione di energia termica utile, nel caso in cui la produzione elettrica avvenga con efficienza³ superiore al 51%, poiché il provvedimento CIP n. 6/92 non ha introdotto nessuna condizione minima riguardo alla produzione termica che pertanto può anche essere nulla. Sono quindi considerati impianti assimilati agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili anche quelli che non hanno produzione combinata di energia elettrica e calore.

La scelta di fissare a 0,51 il valore del rendimento elettrico che non potesse essere conseguito da un impianto per la sola produzione di energia elettrica che utilizza fonti convenzionali era stata effettuata con riferimento all'impianto a ciclo combinato di Trino Vercellese di proprietà dell'Enel S.p.a., che presentava un rendimento elettrico di progetto del 45,9%. L'impianto a ciclo combinato veniva infatti, e viene tuttora, ritenuto la soluzione tecnologica più efficiente per la generazione elettrica.

In virtù dei recenti progressi tecnologici gli impianti a ciclo combinato dell'ultima generazione hanno raggiunto valori di rendimento elettrico nominale superiori al 55%.

Il limite fissato con il provvedimento CIP n. 6/92 risulta allora inadeguato a garantire che gli impianti che lo verificano conseguano dei risparmi energetici con carattere di eccezionalità tali da giustificare una loro assimilabilità agli impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano fonti di energia rinnovabili. Tale limite risulta infatti facilmente verificato da un qualsiasi impianto a ciclo combinato per la sola produzione di energia elettrica che adotti le soluzioni tecnologiche più recenti.

10 La nuova definizione della condizione tecnica per l'assimilabilità

10.1 Presupposti per la nuova definizione

La nuova definizione della condizione tecnica per l'assimilabilità a fonte rinnovabile deve garantire che gli impianti che la verificano conseguano un'efficienza ed un risparmio energetico rispetto agli impianti convenzionali, anche adottanti le soluzioni tecnologiche più recenti ed innovative, con elementi di eccezionalità tali da giustificare

³ Per efficienza si intende un limitato utilizzo di combustibili fossili commerciali, e non efficienza termodinamica, poiché a denominatore dei rendimenti la formulazione dell'indice energetico, o I_{en}, considera solo l'energia immessa da combustibile fossile commerciale e non l'energia immessa da altri combustibili.

pienamente l'accesso ai benefici legislativi per essi previsti e che sono richiamati al precedente punto 9.1.

A tal fine si ritiene di dover definire una condizione di risparmio energetico che risulti eccezionale anche rispetto alle prestazioni rese possibili dagli impianti a ciclo combinato di grande taglia di nuova realizzazione e che tenga altresì conto del diverso pregio dell'energia elettrica e dell'energia termica utili prodotte.

La condizione di risparmio energetico che un impianto per la produzione di energia elettrica (ed eventualmente di calore) è tenuto a soddisfare, per verificare la condizione tecnica per l'assimilabilità a fonte rinnovabile, potrebbe essere formulata in due modi:

- con una riformulazione dell'indice energetico I_{en} , adeguandone i coefficienti alla nuova tecnologia;
- utilizzando un indice di risparmio di energia primaria, che consenta di valutare in maniera immediata il risparmio di energia rispetto alla generazione con impianti convenzionali.

10.2 Aggiornamento dell'indice energetico

L'impianto preso a riferimento ai fini della determinazione del costo evitato e della definizione della condizione tecnica per l'assimilabilità di cui al provvedimento CIP n. 6/92, è un impianto a ciclo combinato, non cogenerativo, costituito da due sezioni da 350 MW lordi di potenza (345 MW netti), alimentato a gas naturale, con un'utilizzazione standard di 6.000 ore/anno, ed un rendimento elettrico netto nominale pari al 45,9%. Questi dati furono forniti dall'Enel S.p.a. (e confrontati con altri operatori del settore) basandosi su un impianto che all'epoca di emanazione del provvedimento CIP n. 6/92 doveva ancora essere costruito e che nei fatti corrisponde ad una centrale del tipo di quella a ciclo combinato realizzata in seguito dalla stessa Enel S.p.a. a Trino Vercellese. La scelta del valore 0,51, quale rendimento elettrico che non potesse essere raggiunto da un impianto per la sola produzione di energia elettrica a mezzo di combustibili fossili commerciali, anche di soluzione tecnologica avanzata, deriva dall'applicazione di una maggiorazione del 10% al rendimento di progetto dell'impianto preso a riferimento.

D'altronde la forte evoluzione tecnologica nel settore della generazione elettrica degli ultimi anni, dovuta allo sviluppo ed applicazione di tecnologie avanzate nel campo dei materiali, della combustione e del controllo con l'obiettivo di migliorarne l'efficienza, ha fatto sì che gli impianti a ciclo combinato dell'ultima generazione presentino valori di rendimento elettrico nominale superiori al 55%.

Il continuo sviluppo tecnologico fa inoltre prevedere che gli impianti a ciclo combinato che entreranno in funzione nei prossimi anni raggiungeranno dei valori di rendimento elettrico nominale prossimi al 60% e le stesse iniziative di *repowering* di impianti esistenti consentono di raggiungere oggi rendimenti molto superiori rispetto a quelli che si prefiguravano solo 8 anni fa.

Occorre considerare poi che le comunicazioni dell'indice energetico effettuate dal Ministero dell'industria ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 sono per la maggior parte relative ad impianti che presentano un valore di indice energetico superiore a 0,6 e che i valori dell'indice energetico comunicati dal Ministero dell'industria sono verificati

dai dati di produzione dei relativi impianti assimilati nella quasi totalità dei casi. Considerando che gli impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili dovrebbero presentare, rispetto agli impianti convenzionali, caratteristiche di efficienza e di risparmio energetico eccezionali. Si ritiene di poter assumere come riferimento per il rendimento elettrico di un impianto per la produzione di energia elettrica a ciclo combinato un valore pari a 0,50, come già assunto nella Parte 1, e di applicarvi una maggiorazione del 20%. Il valore di rendimento elettrico che non possa essere conseguito da un impianto per la sola produzione di energia elettrica a mezzo combustibili fossili commerciali, anche di soluzione tecnologica avanzata, diviene pari a 0,6. Volendo inoltre valutare il risparmio, in termini di riduzione complessiva delle perdite di trasmissione e distribuzione, che determinano gli impianti di produzione di energia elettrica, se connessi alle reti di BT o alle reti di MT, analogamente a quanto proposto nel paragrafo 5.2 della Parte I con riferimento alla cogenerazione, si ritiene di poter introdurre nella formulazione dello Ien, il coefficiente p , calcolato considerando i valori medi delle perdite di trasmissione e distribuzione in MT e AT/AAT, e pari a:

Livello di tensione	p
BT	1 - 4,3/100
MT	1 - 2,8/100

Rivedendo la formula dell'indice energetico Ien alla luce delle considerazioni sopra esposte, la nuova condizione tecnica per l'assimilabilità diviene:

$$\frac{\eta_E}{0,6 \cdot p} + \frac{\eta_T}{0,9} \geq 1, \text{ dove}$$

$$h_E = \frac{E_e}{E_c}, \text{ e } h_T = \frac{E_t}{E_c}, \text{ cioè}$$

$$\text{Nuovo Ien} = \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} + \frac{1}{0,6 \cdot p} \cdot \frac{E_e}{E_c} - 0,4 \geq 0,6.$$

Analogamente a quanto proposto nella Parte I per la definizione di cogenerazione, si propone per gli impianti di teleriscaldamento di assumere come riferimento per la generazione termica un valore del rendimento termico pari a 0,8 cosicché per tali impianti la nuova condizione tecnica per l'assimilabilità diviene invece:

$$\text{Nuovo Ien} = \frac{1}{0,8} \cdot \frac{E_t}{E_c} + \frac{1}{0,6 \cdot p} \cdot \frac{E_e}{E_c} - 0,4 \geq 0,6.$$

10.3 Aggiornamento dell'indice energetico per impianti che utilizzano combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali

Coerentemente con quanto esposto nel paragrafo 5.6 della Parte I, si ritiene di dover prevedere una formulazione dell'indice energetico che consenta di considerare, nella valutazione di efficienza energetica di un impianto, anche l'utilizzo di combustibili

diversi dai combustibili fossili commerciali. A tal fine si ritiene, nel caso di utilizzo parziale o totale di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, di dover riferire l'indice energetico I_{en} alla sola quota di combustibile fossile commerciale impiegato E_c , depurando l'energia elettrica prodotta della quota che sarebbe producibile impiegando altri combustibili $E_{c,nc}$ in una centrale termoelettrica convenzionale a vapore che utilizzi lo stesso combustibile.

Nel caso di utilizzo, parziale o totale, di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, l'indice energetico I_{en} diventa pertanto:

$$\text{Nuovo } I_{en} = \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} + \frac{1}{0,6 \cdot p} \cdot \frac{E_e - E_{c,nc} \cdot \eta_{ES,nc}}{E_c} - 0,4 \geq 0,6$$

ove per $\eta_{ES,nc}$, ovvero per il rendimento elettrico di una centrale termoelettrica convenzionale a vapore che utilizzi, per la sola produzione di energia elettrica, combustibile non commerciale, si assumono valori tipici quali:

- gas siderurgici, combustibili di processo e residui, gas naturale da giacimenti minori isolati: $\eta_{ES,nc} = 0,35$;
- rifiuti solidi urbani, biomasse: $\eta_{ES,nc} = 0,27$.

Spunto per la consultazione

A.14 Si ritiene che la formulazione dell'indice energetico I_{en} che consenta di considerare, nella valutazione di efficienza energetica di un impianto, anche l'utilizzo di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, possa comportare dei problemi nella fase di verifica. Ad esempio come il soggetto produttore fornisce una misura esatta del combustibile fossile non commerciale impiegato?

A.15 Si ritiene che la generazione distribuita di piccola taglia presenti vantaggi tali da giustificare l'inserimento del parametro p nella formula dell'indice di risparmio di energia IRE o in quella dell'indice energetico?

A.16 Eventualmente si ritiene possibile rinunciare a tale tipo di formulazione?

10.4 Definizione di un indice di risparmio di energia primaria

Ai fini di una ridefinizione della condizione tecnica di assimilabilità, in alternativa alla riformulazione dell'indice energetico, si può pensare all'identificazione di una soglia di risparmio di energia primaria che un impianto per la produzione di energia elettrica deve verificare per essere considerato assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili. Quale indicatore di merito per valutare tale risparmio di energia primaria appare conveniente utilizzare l'indice di risparmio di energia primaria IRE definito nella Parte I, ed utilizzato per la definizione di cogenerazione:

$$IRE = 1 - \frac{E_C}{\frac{E_E}{\eta_{ES} \cdot p} + \frac{E_T}{\eta_{TS}}}$$

dove i simboli indicano:

- E_E l'energia elettrica utile generata dall'impianto;
- E_T l'energia termica netta utile generata dall'impianto;
- E_C l'energia immessa nell'impianto da combustibili fossili commerciali;
- η_{ES} il rendimento elettrico medio netto della modalità di sola generazione elettrica di riferimento,
- η_{TS} il rendimento termico medio netto della modalità di sola generazione termica di riferimento,
- p il coefficiente di riduzione per gli impianti connessi alle reti di BT o di MT come definito al paragrafo 10.2.

Analogamente a quanto proposto nella Parte 1 per la definizione di cogenerazione, si propone di assumere per η_{TS} un valore pari a 0,8 nel caso di impianti di teleriscaldamento ed un valore pari a 0,9 in tutti gli altri casi.

Per quanto riguarda la fissazione del parametro η_{ES} , essa dipende dalla modalità di sola generazione elettrica che si assume come riferimento per valutare il risparmio energetico dell'impianto; analogamente a quanto fatto nella Parte 1 per la definizione di cogenerazione vengono proposti due criteri alternativi:

- A) Il risparmio di energia dell'impianto viene valutato rispetto alla generazione elettrica realizzata con il parco di generazione termoelettrico esistente, ed in tal caso η_{ES} assume il valore di 0,38, salvo successivi aggiornamenti.
- B) Il risparmio di energia dell'impianto viene valutato rispetto alla generazione elettrica realizzata con la migliore tecnologia di generazione elettrica disponibile in esercizio commerciale, ed in tal caso η_{ES} assume il valore di 0,50, salvo successivi aggiornamenti.

Volendo adottare il criterio di valutazione di tipo A, nella Parte I si è proposto che il valore dell' IRE_A , che un impianto di produzione combinata di energia e calore deve verificare, insieme alla verifica del limite inferiore alla generazione di calore utile, per essere considerato cogenerativo fosse pari a 26,4%.

Tale valore è stato individuato facendo riferimento al valore dell' IRE_A conseguito da un impianto per la produzione di energia elettrica a ciclo combinato senza generazione di calore utile ($E_T = 0$), per il quale si è ipotizzato un rendimento elettrico netto medio annuo del 50%, che è pari a 24%, ed applicandovi una maggiorazione del 10% in accordo con la condizione di significativo risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di cui all'articolo 2, comma 8 del decreto legislativo n. 79/99.

Volendo adottare il criterio di valutazione di tipo B invece, nella Parte 1 si è proposto che il valore dell' IRE_B , che un impianto di produzione combinata di energia e calore deve verificare, insieme alla verifica del limite inferiore alla generazione di calore utile, per essere considerato cogenerativo, fosse pari a 10%.

La definizione della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile è tuttavia cosa diversa dalla definizione di cogenerazione, ovvero delle condizioni alle quali un

impianto per la produzione combinata di energia elettrica e calore è da considerarsi, ai fini di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99, un impianto cogenerativo; infatti per l'energia elettrica prodotta a mezzo di impianti di cogenerazione è prevista la priorità del dispacciamento dagli articoli 3, comma 3, e 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 rispetto agli impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti convenzionali, mentre per le eccedenze di energia elettrica degli impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti rinnovabili è previsto l'obbligo di ritiro da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. a prezzi determinati dall'Autorità in applicazione del criterio del costo evitato; per gli impianti assimilati sono inoltre previsti dei benefici in termini di semplificazione dell'iter autorizzativo, come già richiamato al paragrafo 7, Parte I. D'altra parte l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cogenerazione risulta maggiormente valorizzata rispetto a quella prodotta dagli impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti rinnovabili da quanto previsto dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, in quanto è deducibile dalla quota di 100 GWh di produzione di energia elettrica ai fini dell'obbligo di immissione nel sistema elettrico nazionale di nuova energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili previsto dall'articolo 11, comma 1, del medesimo decreto.

L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che la cogenerazione garantisca un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate di elettricità e calore, e nella Parte 1 del presente documento la soglia di tale significatività è stata individuata nel 10%. Si ritiene invece che la condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile debba garantire un risparmio ulteriore, ovvero un risparmio di energia con carattere di eccezionalità tale da giustificare l'assimilabilità stessa, e che tale risparmio possa essere quantificato in una soglia non inferiore al 20% rispetto alla generazione elettrica con la migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale.

Pertanto, qualora si adotti il criterio di valutazione di tipo A, quale condizione tecnica generale per l'assimilabilità a fonte rinnovabile viene proposto per IRE_A un valore non inferiore a 0,288.

Qualora si adotti il criterio di valutazione di tipo B, quale condizione tecnica generale per l'assimilabilità a fonte rinnovabile viene proposto per IRE_B un valore non inferiore a di 0,20.

Spunto per la consultazione

- A.17 Quale dei due indici, IRE o I_{en} , si ritiene preferibile per la definizione della condizione tecnica di assimilabilità?
- A.18 Quale delle due formulazioni dell'indice di risparmio di energia IRE_A o IRE_B si ritiene più appropriata ai fini della definizione della nuova condizione tecnica per l'assimilabilità?
- A.19 Si ritiene adeguato un risparmio ulteriore pari ad almeno il 20% rispetto alla migliore tecnologia disponibile per la generazione elettrica a garantire l'eccezionalità del risparmio energetico ai fini dell'assimilabilità a fonte rinnovabile?

10.5 Aggiornamento dei parametri di riferimento

Si ritiene opportuno che, per tenere conto della possibile evoluzione tecnologica nel campo della generazione elettrica dei prossimi anni nonché del probabile ammodernamento del parco di generazione esistente, i coefficienti dell'indice energetico $I_{en, o}$, in alternativa, i valori dei parametri η_{ES} , η_{TS} e $\eta_{ES,nc}$, nonché il valore minimo dell'indice di risparmio energetico che deve essere verificato dagli impianti ai fini dell'assimilabilità, IRE, debbano essere aggiornati dall'Autorità con periodicità triennale.

Si ritiene d'altronde opportuno che per ogni singolo impianto i valori di riferimento con i quali l'impianto stesso viene riconosciuto, ad una certa data (che è quella di entrata in esercizio dell'impianto), come assimilato possano essere mantenuti invariati per un periodo commisurato ai tempi di ritorno economico dell'investimento e, comunque, non inferiore ad 8 anni. Pertanto un impianto ammesso alle condizioni di impianto assimilato in base ad un valore in vigore ad una certa data di indice energetico $I_{en, o}$, in alternativa, di indice IRE (fissato in base a determinati valori di η_{ES}), deve verificare gli stessi valori di $I_{en, o}$ di IRE per otto anni consecutivi durante i quali dovrà dimostrare di rispettare tali limiti su base annua.

11 Verifica annuale del mantenimento della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile

Ai fini della verifica della condizione tecnica di assimilabilità i soggetti produttori interessati dovranno comunicare annualmente i valori dell'energia elettrica netta prodotta annualmente dall'impianto, dell'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto, dell'energia primaria immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali, dell'energia primaria eventualmente immessa nell'impianto attraverso combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, nonché i metodi di misura e i criteri utilizzati per la determinazione dei valori di tali grandezze.

PARTE III. MISURA DELLE ENERGIE UTILI

12 Strumentazione di misura necessaria per la verifica delle condizioni tecniche di cogenerazione e di assimilabilità

Ai fini della verifica della condizioni tecniche di cogenerazione, nonché della verifica della condizione di assimilabilità, gli impianti per la produzione di energia elettrica devono essere dotati di sistemi di misura che consentano la rilevazione delle grandezze necessarie al calcolo dell'indice di risparmio di energia o dell'indice energetico.

Si osserva che per la misura dell'energia elettrica e dell'energia immessa da combustibile fossile commerciale non si dovrebbero riscontrare problemi, in quanto la misura di energia elettrica avviene tramite dei contatori che sono suggellati dall'UTF, mentre la misura dell'energia immessa da combustibile fossile commerciale può essere ricavata conoscendo il potere calorifico inferiore del combustibile stesso e la quantità di combustibile utilizzati, rilevabile anch'essa tramite contatori, che peraltro nel caso di impiego di gas metano sono suggellati dall'UTF (nel caso di utenze industriali, se trattasi di utenza civile c'è comunque il contatore dell'azienda distributrice del gas).

Maggiori problematiche presenta invece la misura dell'energia termica utile generata dagli impianti.

La strumentazione di misura deve essere sottoposta a verifiche e tarature da parte di istituti di certificazione.

Nel caso di impiego di combustibile diverso dal combustibile fossile commerciale l'impianto deve dotarsi di un sistema idoneo di misurazione dell'energia immessa a mezzo di tale combustibile $E_{C,nc}$.

Spunto per la consultazione

- A.20 Quali criticità si ritiene possano emergere riguardo ad una misurazione affidabile delle grandezze E_e , E_t ed E_c , $E_{C,nc}$? Quali meccanismi e strumenti di certificazione e verifica si suggeriscono?
- A.21 Si ritiene l'attuale normativa tecnica nazionale adeguata nel definire criteri e strumentazione per la misura delle grandezze utili ai fini della determinazione dell'energia termica utile?
- A.22 Si ritiene che la verifica delle condizioni tecniche di cogenerazione e la verifica delle condizioni di assimilabilità debbano essere effettuate da un soggetto specifico (se sì, chi potrebbe essere?) ovvero potrebbe risultare sufficiente introdurre una forma di autoregolamentazione (se sì, come potrebbe essere attuata?)