

**Atto n. 30/07**

**ATTUAZIONE DEL DECRETO LEGISLATIVO N. 20/07  
IN MATERIA DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica*

*31 luglio 2007*

## **Premessa**

*Con la deliberazione 12 aprile 2007, n. 91/07 (di seguito: deliberazione n. 91/07), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un procedimento ai fini dell'attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento in relazione ai profili di pertinenza dell'Autorità medesima. In particolare:*

- a) l'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 prevede che l'Autorità disciplini le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti;*
- b) l'articolo 7 del decreto legislativo n. 20/07 prevede, al comma 1, che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche per la connessione delle unità di cogenerazione ad alto rendimento alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, indicando, al comma 2, i criteri a cui attenersi;*
- c) l'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07 prevede che l'Autorità tenga conto delle particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento nella definizione delle tariffe connesse ai costi di trasmissione e di distribuzione e nella definizione delle condizioni di acquisto dell'energia elettrica di riserva o di integrazione.*

*Le disposizioni richiamate alle precedenti lettere a), b) e c) si applicano per la cogenerazione ad alto rendimento che, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo n. 20/07, è, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 42/02, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 42/02). A decorrere dall'1 gennaio 2011 la cogenerazione ad alto rendimento sarà quella rispondente ai requisiti indicati dalla direttiva 2004/8/CE e recepiti nell'Allegato III al decreto legislativo n. 20/07.*

*Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende indicare i propri orientamenti con riferimento a ciascuno dei tre aspetti sopra richiamati, tenendo conto dell'attuale assetto del mercato elettrico, del raggiungimento della completa liberalizzazione del mercato elettrico e del ruolo assegnato in tale ambito alle imprese distributrici dalla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, n. 2003/54/CE, del 26 giugno 2003.*

*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 28 settembre 2007.*

***Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:***

**Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Mercati  
Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale**

**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02.655.65.336/387  
fax 02.655.65.222  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## PARTE PRIMA

### Definizione di cogenerazione ad alto rendimento

#### I.1. Il quadro normativo di riferimento

Il decreto legislativo n. 20/07<sup>1</sup>, di recepimento della direttiva 2004/8/CE<sup>2</sup>, prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con la deliberazione n. 42/02<sup>3</sup>. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dall'Allegato III al decreto legislativo n. 20/07.

La **deliberazione n. 42/02** introduce due relazioni che devono essere soddisfatte contemporaneamente:

- la prima basata sull'indice di risparmio energetico IRE e finalizzata a garantire un significativo risparmio di energia primaria:

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

- la seconda basata sul limite termico LT e finalizzata a garantire un recupero significativo di calore utile:

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

I valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$ , oltre che i valori dei termini  $\text{IRE}_{\min}$  e  $\text{LT}_{\min}$  sono stati definiti dalla deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla deliberazione n. 296/05. In particolare, i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $\text{LT}_{\min}$  e  $\text{IRE}_{\min}$  introdotti dalla deliberazione n. 42/02 sono in vigore per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2005, mentre i valori dei medesimi parametri introdotti dalla deliberazione n. 296/05 sono in vigore per gli impianti che entrano in esercizio tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2007. Infine, la deliberazione n. 296/05 ha precisato che i valori aggiornati dei suddetti parametri di riferimento non si applicano agli impianti per i quali, alla data del 31 dicembre 2005, erano già state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione, per i quali si continuano ad applicare i valori di riferimento inizialmente previsti dalla deliberazione n. 42/02.

La **direttiva 2004/8/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 20/07** introduce una relazione basata sull'indice di risparmio energetico  $\text{PES} = \text{IRE}$  e finalizzata a garantire un significativo risparmio di energia primaria:

$$\text{PES} = \text{IRE} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}} \geq \text{PES}_{\min} \quad (4)$$

<sup>1</sup> Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

<sup>2</sup> Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 11 febbraio 2004, n. 2004/8/CE, in materia di cogenerazione.

<sup>3</sup> Deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata e integrata.

<sup>4</sup> Per semplicità di lettura nel calcolo del PES sono stati utilizzati gli stessi simboli della deliberazione n. 42/02. La direttiva 2004/8/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 20/07, utilizza simboli diversi a parità di significato.

La medesima direttiva prevede che la relazione di cui al precedente alinea sia applicata, in alternativa:

- a) considerando l'intera quantità di energia elettrica e di calore utili (in questo caso, solo per impianti di potenza superiore a 25 MW, occorre anche che sia garantito un rendimento di primo principio almeno pari al 70%);
- b) considerando l'intera quantità di calore utile e la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa (calcolata moltiplicando la quantità di calore utile per un indice elettrico C corrispondente, presumibilmente, alla modalità di funzionamento dell'impianto in condizioni di massimo recupero termico). In questo caso è come se l'impianto reale fosse scomposto in due impianti virtuali, uno cogenerativo ad alto rendimento e l'altro convenzionale. Pertanto, in questo caso, non è semplice definire benefici e semplificazioni che riguardino l'intero impianto.

Si noti altresì che la direttiva 2004/8/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 20/07, non contiene tutti gli elementi necessari ai fini dell'applicazione della definizione di cogenerazione ad alto rendimento ivi inclusa. Solo alcuni di questi elementi sono stati recentemente definiti dalla Commissione europea e comunque non sono ancora stati recepiti dalla normativa nazionale<sup>5</sup>: in particolare, con la decisione del 21 dicembre 2006, la Commissione europea ha definito i valori dei rendimenti elettrici e termici di riferimento ( $\eta_{es}$  ed  $\eta_{ts}$ ) e dei relativi fattori di correzione, ivi incluso il parametro p. Gli altri elementi necessari al fine del calcolo del PES secondo la modalità di cui alla lettera b) non sono ancora disponibili; si presume altresì che, al riguardo, debbano essere emanate linee guida da parte della Commissione europea.

\*\*\*\*\*

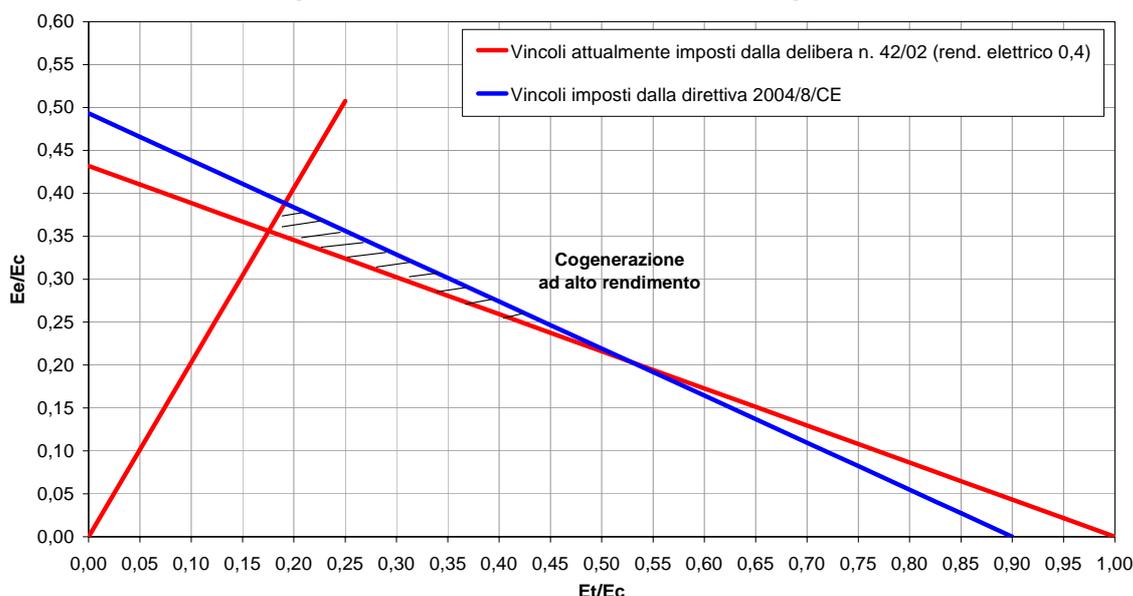
Nel seguito, a solo titolo esemplificativo e sulla base degli elementi ad oggi disponibili, vengono proposti due confronti tra la deliberazione n. 42/02 e la direttiva 2004/8/CE: il primo relativo a impianti alimentati da gas naturale di piccola cogenerazione, il secondo relativo a impianti alimentati da gas naturale di taglia maggiore di 300 MW.

Con riferimento agli impianti di piccola cogenerazione (cioè di potenza inferiore a 1 MW) alimentati da gas naturale, viene di seguito evidenziato il confronto tra i requisiti attualmente previsti dalla deliberazione n. 42/02 e quelli previsti dalla direttiva 2004/8/CE (rispettivamente evidenziati con linee rosse e blu). Il confronto si basa sull'ipotesi che il calcolo del PES sia effettuato secondo la modalità di cui alla precedente lettera a), applicando i valori dei rendimenti elettrici e termici di riferimento definiti dalla Commissione europea. Il calcolo del PES secondo la modalità di cui alla precedente lettera b) è difficilmente valutabile sulla base degli elementi ad oggi disponibili e certi.

---

<sup>5</sup> Si veda, per maggiori dettagli, la decisione della Commissione europea 21 dicembre 2006, disponibile sul sito internet [http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/heat\\_power\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/heat_power_en.htm)

Confronto tra la delibera n. 42/02 e la direttiva 2004/8/CE per gli impianti di piccola cogenerazione di nuova realizzazione alimentati da gas naturale



**Impianti di cogenerazione < 1 MW: confronto tra la direttiva 2004/8/CE e la deliberazione n. 42/02 per impianti di nuova realizzazione**

**Ipotesi:** impianto di nuova realizzazione, alimentato da gas naturale, connesso a 15 kV, con cessione totale dell'energia elettrica prodotta, con recupero termico destinato ad usi industriali, realizzato in Italia con temperatura media annuale pari a 18°C

Delibera n. 42/02 (*)		Direttiva 2004/8/CE (**)	
$\eta_{es}$	0,40	$\eta_{es}$	0,525
$\eta_{ts}$	0,90	$\eta_{es}$ corretto	0,522
$p$	0,972	$\eta_{ts}$	0,90
$IRE_{min}$	0,10	$p$	0,945
$LT_{min}$	0,33	$PES_{min}$	0

(\*) I valori dei parametri di riferimento sono quelli aggiornati con deliberazione n. 296/05.

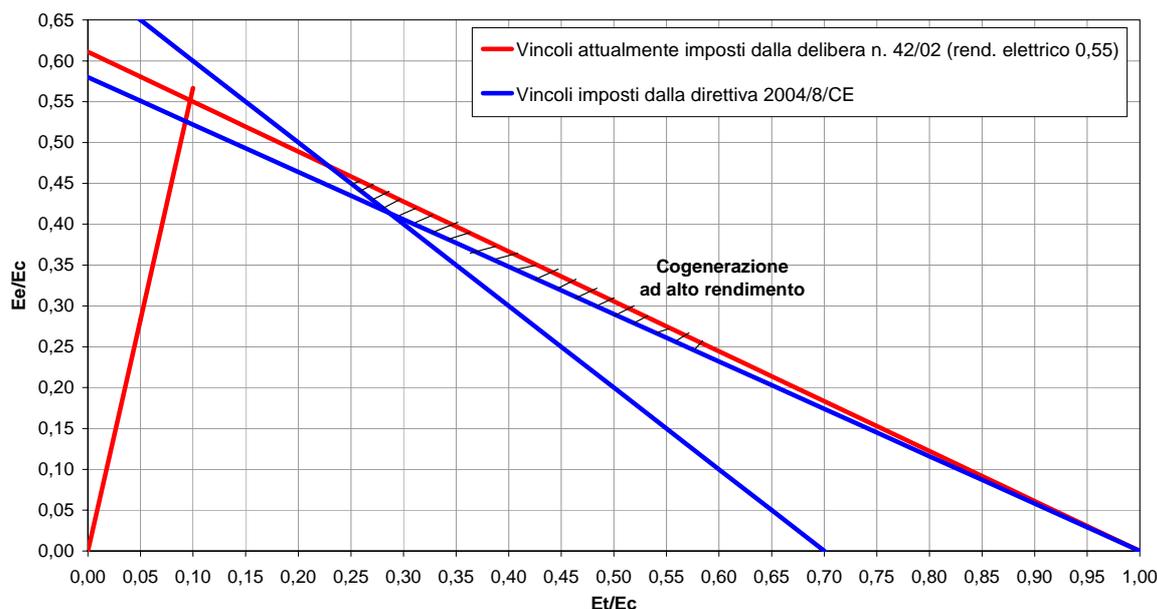
(\*\*) I valori dei parametri di riferimento sono quelli definiti dalla Commissione europea con decisione del 21 dicembre 2006.

- figura 1 -

Dalla figura 1 si osserva che la direttiva 2004/8/CE è più restrittiva della deliberazione n. 42/02 solo qualora il punto di funzionamento dell'impianto considerato cada nella zona tratteggiata del piano [Et/Ec; Ee/Ec].

Con riferimento agli impianti di taglia superiore a 300 MW alimentati da gas naturale, viene di seguito evidenziato il confronto tra i requisiti attualmente previsti dalla deliberazione n. 42/02 e quelli previsti dalla direttiva 2004/8/CE (rispettivamente evidenziati con linee rosse e blu). Il confronto si basa sull'ipotesi che il calcolo del PES sia effettuato secondo la modalità di cui alla precedente lettera a), applicando i valori dei rendimenti elettrici e termici di riferimento definiti dalla Commissione europea. Il calcolo del PES secondo la modalità di cui alla precedente lettera b) è difficilmente valutabile sulla base degli elementi ad oggi disponibili e certi.

Confronto tra la delibera n. 42/02 e la direttiva 2004/8/CE per gli impianti di cogenerazione > 300 MW di nuova realizzazione alimentati da gas naturale



Impianti di cogenerazione > 300 MW: confronto tra la direttiva 2004/8/CE e la deliberazione n. 42/02 per impianti di nuova realizzazione

**Ipotesi:** impianto di nuova realizzazione, alimentato da gas naturale, connesso a 380 kV, con cessione totale dell'energia elettrica prodotta, con recupero termico destinato ad usi industriali, realizzato in Italia con temperatura media annuale pari a 18°C

Delibera n. 42/02 (*)		Direttiva 2004/8/CE (**)	
$\eta_{es}$	0,55	$\eta_{es}$	0,525
$\eta_{ts}$	0,90	$\eta_{es}$ corretto	0,522
p	1	$\eta_{ts}$	0,90
IRE <sub>min</sub>	0,10	p	1
LT <sub>min</sub>	0,15	PES <sub>min</sub>	0,10

(\*) I valori dei parametri di riferimento sono quelli aggiornati con deliberazione n. 296/05.

(\*\*) I valori dei parametri di riferimento sono quelli definiti dalla Commissione europea con decisione del 21 dicembre 2006.

- figura 2 -

Dalla figura 2 si osserva che la direttiva 2004/8/CE è meno restrittiva della deliberazione n. 42/02 qualora il punto di funzionamento dell'impianto considerato cada nella zona tratteggiata del piano [Et/Ec; Ee/Ec].

## I.2. Le proposte dell'Autorità in materia di definizione della cogenerazione ad alto rendimento

Come già evidenziato nel paragrafo I.1, attualmente la cogenerazione ad alto rendimento è la cogenerazione che soddisfa i requisiti di cui alla deliberazione n. 42/02. A sua volta, tale deliberazione ha definito, oltre ai criteri, anche i valori dei parametri di riferimento (in particolare i

valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $p$ ), poi rivisti dalla deliberazione n. 296/05 con effetti per gli impianti che entrano in esercizio fino al 31 dicembre 2007. Pertanto l'Autorità, entro il 31 dicembre 2007, deve aggiornare nuovamente tali valori.

Tenuto conto di quanto riassunto nel paragrafo I.1, l'Autorità sta valutando l'opportunità di aggiornare i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$ , al fine di allinearli a quelli definiti dalla Commissione europea con decisione del 21 dicembre 2006. L'Autorità potrebbe anche valutare l'opportunità di rivedere i criteri per la definizione di cogenerazione ad alto rendimento, modificando la deliberazione n. 42/02 al fine di prevedere un raccordo graduale con i criteri previsti dalla direttiva 2004/8/CE. Questa possibilità risentirebbe tuttavia delle incertezze tuttora presenti in merito all'applicazione dei criteri previsti dalla direttiva 2004/8/CE (vds. paragrafo I.1).

S1: *si ritiene opportuno aggiornare i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$  al fine di allinearli a quelli definiti dalla Commissione europea con decisione del 21 dicembre 2006? Si ritiene preferibile aggiornare tali valori annualmente in modo da allinearli con gradualità a quelli definiti dalla Commissione europea? Si ritiene invece preferibile confermare i valori dei parametri attualmente definiti dalla deliberazione n. 42/02 e dalla deliberazione n. 296/05 anche per gli anni successivi al 2007? Si tenga conto tuttavia che la deliberazione n. 42/02 e la direttiva 2004/8/CE, seppur concettualmente simili, non si differenziano solo per i valori dei rendimenti di riferimento ma anche per le modalità di calcolo degli indici e che non tutti gli elementi necessari per l'applicazione della direttiva 2004/8/CE sono ad oggi disponibili.*

S2: *si ritiene opportuno rivedere i criteri per la definizione di cogenerazione ad alto rendimento, modificando la deliberazione n. 42/02 al fine di prevedere un raccordo graduale con i criteri previsti dalla direttiva 2004/8/CE? Come? Si ritiene invece preferibile quanto attualmente previsto dalla deliberazione n. 42/02 anche per gli anni successivi al 2007?*

## PARTE SECONDA

### **Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW**

#### **II.1. Il quadro normativo di riferimento**

L'Autorità, con la deliberazione n. 28/06<sup>6</sup>, ha già definito le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03<sup>7</sup>. Tuttavia le disposizioni che introducono lo scambio sul posto per l'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile si differenziano sostanzialmente da quelle relative allo scambio sul posto per la cogenerazione. In particolare, l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 (fonti rinnovabili) prevede che:

- lo scambio sul posto sia effettuato per l'energia elettrica prodotta da impianti con potenza fino a 20 kW;

<sup>6</sup> Deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06.

<sup>7</sup> Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

- non sia consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta;
- la disciplina dello scambio sul posto sostituisca ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica.

L'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 prevede che l'Autorità disciplini le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti.

A differenza delle disposizioni relative alle fonti rinnovabili, quelle relative alla cogenerazione non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi e non prevedono che la disciplina dello scambio sul posto “sostituisca ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica”.

## **II.2. Peculiarità del servizio di scambio sul posto**

Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente, in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo, di operare un saldo netto (*net metering*) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta e i prelievi di energia elettrica dalla rete nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. Tale saldo viene operato integrando le quantità di energia elettrica prelevata ed immessa su periodi di tempo cumulati e comunque superiori all'ora che è il minimo intervallo di tempo per la valorizzazione dell'energia elettrica.

In pratica, è come se venisse utilizzata la rete per “immagazzinare” l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, “ri-prelevandola” dalla rete medesima quando serve.

## **II.3. Effetti indotti dal servizio di scambio sul posto sul sistema elettrico e sulla regolazione economica dei prelievi di energia elettrica: il nuovo ruolo proposto per il GSE**

L'applicazione del servizio di scambio sul posto comporta semplificazioni e minori costi per i soggetti che aderiscono a tale regime. Infatti a tali soggetti non vengono applicati i corrispettivi relativi all'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata (energia “scambiata”). E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete. Ciò significa che i costi non allocati ai soggetti che richiedono lo scambio sul posto (costi di trasporto e di dispacciamento) rimangono in capo al sistema elettrico e devono quindi essere scaricati sugli altri clienti.

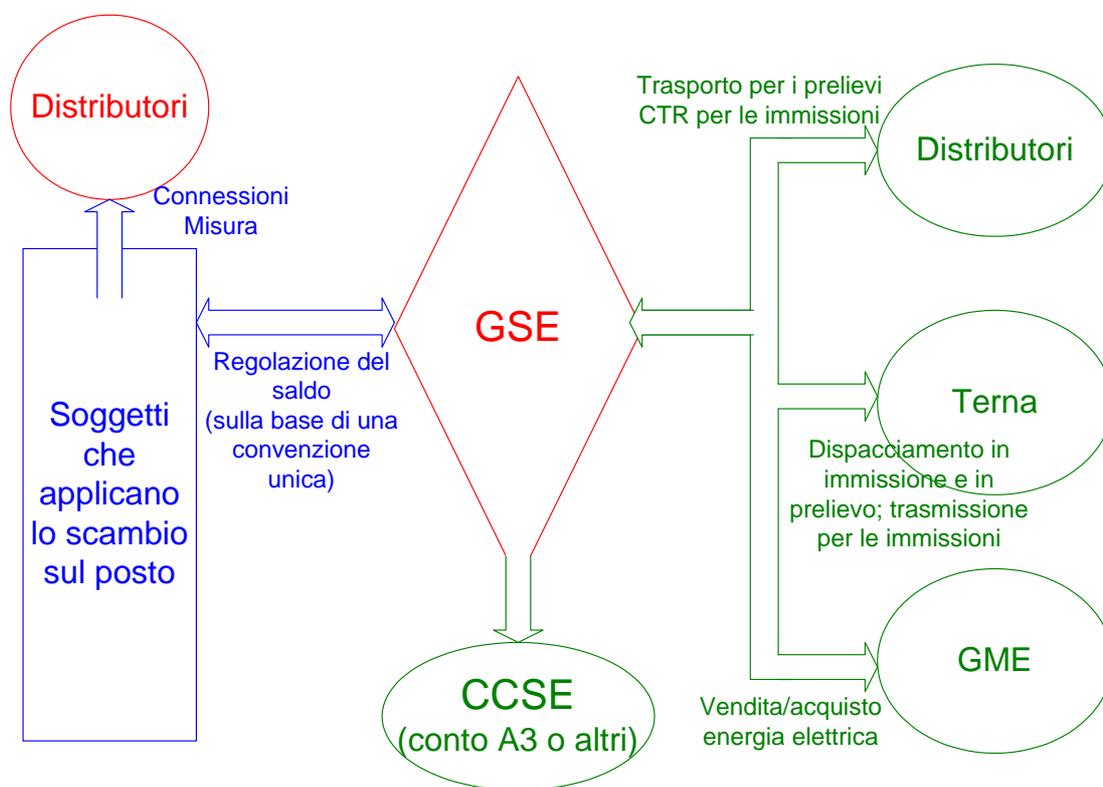
Fino ad ora l'Autorità non ha mai introdotto uno schema che consenta di esplicitare i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico. Ciò perché tali costi sono, al momento, trascurabili in quanto il servizio di scambio sul posto si applica solo per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Nel momento in cui tale servizio viene esteso anche ad altre tipologie impiantistiche di maggior taglia, i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico potrebbero assumere carattere rilevante. Si pone quindi l'esigenza, da un lato, di prevedere semplificazioni per quanto possibile e, dall'altro, di monitorare il predetto trasferimento dei costi anche al fine di mettere in relazione l'ammontare di tale forma di sostegno con i reali benefici apportati dallo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento.

Per tali fini, si ritiene opportuno proporre che un soggetto unico a livello nazionale, quale il Gestore dei servizi elettrici - GSE (di seguito: GSE) svolga il ruolo di intermediazione commerciale tra i soggetti che scelgono lo scambio sul posto e il sistema elettrico. Ciò significa che il GSE:

- da un lato regola nei confronti del sistema elettrico la totalità delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica dei soggetti che scelgono lo scambio sul posto;
- dall'altro lato regola i soli saldi con i soggetti che scelgono lo scambio sul posto.

Le differenze tra i costi complessivamente sostenuti dal GSE e i ricavi complessivamente ottenuti dal GSE vengono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente tariffaria A<sub>3</sub> o da un opportuno conto costituito appositamente per il sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento e alimentato da una nuova componente UC. Tali differenze rappresentano i costi che, per effetto dello scambio sul posto, vengono trasferiti sugli altri clienti del sistema elettrico e sono fondamentalmente attribuibili al fatto che, nel caso di scambio sul posto, la regolazione economica avviene solo sulla base dei saldi, indipendentemente dalle quantità di energia elettrica realmente immessa e prelevata. Naturalmente tali costi sono funzione delle semplificazioni introdotte nell'ambito dello scambio sul posto.

Nella figura 3 è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nello scambio sul posto.



- figura 3 -

Si noti che, in assenza di un intermediatore commerciale centralizzato, il trasferimento di costi indotto dallo scambio sul posto, nell'ipotesi in cui tale servizio continui ad essere erogato dai gestori di rete, non potrebbe essere quantificato con precisione e comporterebbe minori ricavi per le imprese distributrici e Terna, che devono essere compensati scaricando maggiori oneri agli altri soggetti che non applicano lo scambio sul posto.

Si noti anche che la presenza di un soggetto unico a livello nazionale che svolge il ruolo di intermediazione commerciale tra i soggetti che scelgono lo scambio sul posto e il sistema elettrico consente una maggiore semplificazione per i richiedenti il servizio medesimo. Infatti i soggetti che scelgono lo scambio sul posto gestiscono nell'ambito di un'unica convenzione siglata con il GSE

sia lo scambio medesimo che la regolazione economica del saldo, evitando quindi di doversi rivolgere a società di vendita per tale regolazione economica.

In particolare, si prevede:

- a) l'attribuzione al GSE della qualifica di soggetto erogatore del servizio di scambio sul posto istituendo, quindi, un unico soggetto controparte dei produttori;
- b) che il GSE regoli separatamente le immissioni e i prelievi di energia elettrica in qualità di utente del trasporto e del dispacciamento alternativamente in immissione e in prelievo;
- c) che il GSE regoli, con il soggetto controparte dello scambio sul posto:
  - il saldo energetico secondo condizioni definite dall'Autorità;
  - il servizio di trasporto e di dispacciamento unicamente in relazione al saldo;
- d) che i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione dello scambio sul posto trovino copertura in un'apposita componente tariffaria.

S3: *si ritiene condivisibile la presenza di un soggetto unico a livello nazionale che svolge il ruolo di intermediazione commerciale tra i soggetti che scelgono lo scambio sul posto e il sistema elettrico?*

S4: *si ritiene condivisibile che tale ruolo di intermediazione commerciale sia assegnato al GSE sulla base delle competenze da quest'ultimo maturate in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione?*

S5: *si ritiene preferibile che la differenza tra i costi e i ricavi del GSE ai fini dell'erogazione del servizio di scambio sul posto sia posta a carico di un nuovo conto appositamente gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico?*

#### **II.4. Stima dei costi non sostenuti dai soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto**

Non potendo disporre, al momento, di una conoscenza oggettiva dei costi in capo al sistema elettrico e non sostenuti dai soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto, è comunque possibile presentare una stima.

Ad ogni kWh immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi e successivamente riprelevato, nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non viene applicato alcun corrispettivo. In particolare, trascurando le differenze correlate alla diversa valorizzazione dell'energia elettrica immessa e riprelevata in un'ora differente oltre che la quota "onerosa" dei corrispettivi di sbilanciamento - relativa ai prelievi e alle immissioni da impianti alimentati da fonti programmabili - si può stimare che, per ogni kWh immesso (con riferimento all'anno 2007):

- a) il produttore non versa a Terna il corrispettivo di trasmissione pari a 0,267 €/MWh;
- b) il produttore non riceve dall'impresa distributrice il corrispettivo CTR pari a 3,3 €/MWh,

mentre per ogni kWh prelevato:

- c) l'utente dello scambio sul posto non versa all'impresa distributrice (con riferimento all'anno 2007):
  - la componente TRAS pari a 3,6 €/MWh;
  - i corrispettivi variabili relativi al servizio di distribuzione, che potrebbero essere ipotizzati coincidenti con la componente variabile del vincolo V1, pari a 10,7 €/MWh;
- d) l'utente dello scambio sul posto non versa a Terna (con riferimento al secondo trimestre 2007):
  - il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, pari a 5,4 €/MWh;

- il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema pari a 0,11 €/MWh;
- il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, pari a 0,1 €/MWh;
- il corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti, pari a 0,4 €/MWh;
- il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, pari a 0,37 €/MWh.

Pertanto, complessivamente, i costi non sostenuti dai soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto sono, in prima approssimazione, stimabili in poco più di 17 € per ogni MWh immesso e successivamente ri-prelevato.

## **II.5. Obiettivi del nuovo provvedimento in materia di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW**

L'Autorità, in applicazione dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07, propone il presente documento per la consultazione che tiene conto di quanto previsto dal medesimo articolo 6 e delle peculiarità della cogenerazione.

In particolare, per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale fino a 200 kW, al fine di tenere conto di quanto previsto dal medesimo articolo 6 e delle peculiarità della cogenerazione, si ritiene opportuno prevedere che:

- a) al termine di ogni anno sia calcolato il saldo, inteso pari alla differenza tra immissioni e prelievi;
- b) il saldo sia calcolato, al termine di ciascun anno solare, per ogni fascia oraria, escludendo la possibilità di calcolare un saldo unico per l'anno solare. Ciò al fine di valorizzare l'energia elettrica scambiata almeno con riferimento alle fasce orarie, tenuto conto che gli impianti di cogenerazione sono alimentati, in genere, da fonti programmabili, dando adempimento a quanto previsto dall'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 (*“tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale”*);
- c) se il saldo è negativo (prevalgono i prelievi), si regoli con il sistema elettrico solo una quantità di energia elettrica in prelievo pari al saldo; in particolare, le componenti a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica e di dispacciamento, nonché le componenti tariffarie A, UC e MCT siano applicate secondo quanto previsto dalla regolazione vigente, con riferimento al saldo annuale;
- d) se il saldo è positivo (prevalgono le immissioni), il soggetto che ha la disponibilità dell'impianto di cogenerazione possa vendere l'energia elettrica eventualmente prodotta in eccesso, non esistendo specifici vincoli alla vendita. Pertanto tale soggetto è a tutti gli effetti un produttore;
- e) nel caso di vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso, si applichino modalità semplificate per il ritiro dell'energia elettrica simili a quelle previste dalla deliberazione n. 34/05<sup>8</sup> per gli impianti di cogenerazione che soddisfano alla definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02;

*S6: si ritiene opportuno prevedere la possibilità di vendere, al termine dell'anno, la quantità di energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri fabbisogni? Si ritiene opportuno prevedere che, ai fini della vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri fabbisogni, il soggetto che ha la disponibilità dell'impianto debba essere un autoproduttore, come definito dall'articolo 2 del decreto legislativo n. 79/99?*

<sup>8</sup> Deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, e sue successive modifiche e integrazioni.

- f) sia definito un accesso allo scambio sul posto a titolo oneroso (“*tenendo conto ... degli oneri e delle condizioni per l’accesso alle reti*”). Tale onere dovrebbe essere connesso ai costi non applicati ai soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto (costi di trasporto sostenuti dalle imprese distributrici e da Terna oltre che costi di dispacciamento sostenuti da Terna) e trasferiti agli altri soggetti che operano nel sistema elettrico. Anche se tale onere, allo stato attuale delle cose, dovrebbe anche essere trascurabile, non è detto che continui ad esserlo in futuro. Si propone che venga definito, al momento, un corrispettivo forfetario a carico dell’utente dello scambio pari a 1 €/MWh, per ogni MWh immesso e successivamente ri-prelevato. Tale corrispettivo dovrebbe essere rivisto annualmente, in modo che possa essere aggiornato sulla base dei costi reali. Infine, si propone che tale corrispettivo non sia applicato nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili;

S7: *si ritiene opportuno prevedere l’accesso allo scambio sul posto a titolo oneroso? Si ritiene opportuno definire un corrispettivo forfetario, a carico dell’utente dello scambio, pari a 1 €/MWh per ogni MWh immesso e successivamente ri-prelevato?*

- g) limitatamente agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti rinnovabili (tipicamente biomasse e biogas), il soggetto che dispone dell’impianto medesimo possa applicare le condizioni tecnico-economiche attualmente previste dalla deliberazione n. 28/06, alternativamente a quelle sintetizzate nei precedenti punti (la scelta deve essere operata su base annuale e in maniera anticipata). In tal caso il soggetto che dispone dell’impianto di cogenerazione viene considerato un cliente, e non un produttore, con conseguenti ulteriori semplificazioni. In questo caso però, essendo un cliente, non è consentita la vendita dell’energia elettrica eventualmente prodotta in eccesso. La produzione in eccesso nell’anno *i*-esimo può essere utilizzata, a compensazione, nei tre anni successivi. Inoltre è possibile scegliere tra saldo annuo e saldo annuo per fasce orarie. Con tali previsioni l’Autorità intende offrire agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti rinnovabili maggiori semplificazioni rispetto agli impianti alimentati da fonti non rinnovabili, compatibilmente con le modalità di esercizio di tali impianti.

S8: *si ritiene opportuno prevedere, nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti rinnovabili, la possibilità di applicare le condizioni per lo scambio sul posto previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW?*

S9: *quali altre considerazioni sono ritenute importanti ai fini della definizione delle condizioni per lo scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW? Perché?*

Qualora, sulla base dei dati a consuntivo riferiti all’anno *i*-esimo, l’impianto non dovesse rispettare i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02, come verificato dal GSE<sup>9</sup>, la regolazione dei diversi corrispettivi dovrebbe fare riferimento all’intera energia elettrica immessa e/o prelevata.

<sup>9</sup> Le verifiche vengono effettuate secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 42/02. In particolare, ai sensi dell’articolo 4 della medesima deliberazione, il GSE verifica le dichiarazioni inviate dai produttori, mentre i controlli tecnici (con sopralluogo), di cui all’articolo 5 della deliberazione n. 42/02, sono effettuati dall’Autorità, anche avvalendosi della Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi della deliberazione n. 60/04, oltre che della collaborazione di altri enti o istituti di certificazione.

## II.6. Definizione di ulteriori semplificazioni ai fini dell'applicazione del servizio di scambio sul posto per impianti di cogenerazione ad alto rendimento particolarmente efficienti

L'Autorità ritiene opportuno prevedere, nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto, condizioni ulteriormente semplificate nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata.

In particolare, l'Autorità propone di definire, con il termine “impianto di cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata”, un impianto di cogenerazione ad alto rendimento caratterizzato anche da (in alternativa):

$$a) \quad IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et_{civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq 0,20,$$

dove i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$  sono quelli definiti dalla deliberazione n. 42/02 e dai successivi aggiornamenti. In questo caso, non vengono introdotti parametri differenti e aggiuntivi rispetto a quelli che già devono essere applicati ai fini della deliberazione n. 42/02: la cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata è semplicemente la cogenerazione con elevati valori dell'indice IRE.

$$b) \quad \eta_{ed} = \frac{Ee}{Ec - \frac{Et}{\eta_{ts}}} \geq 0,65, \text{ con } \eta_{ts} = 0,90.$$

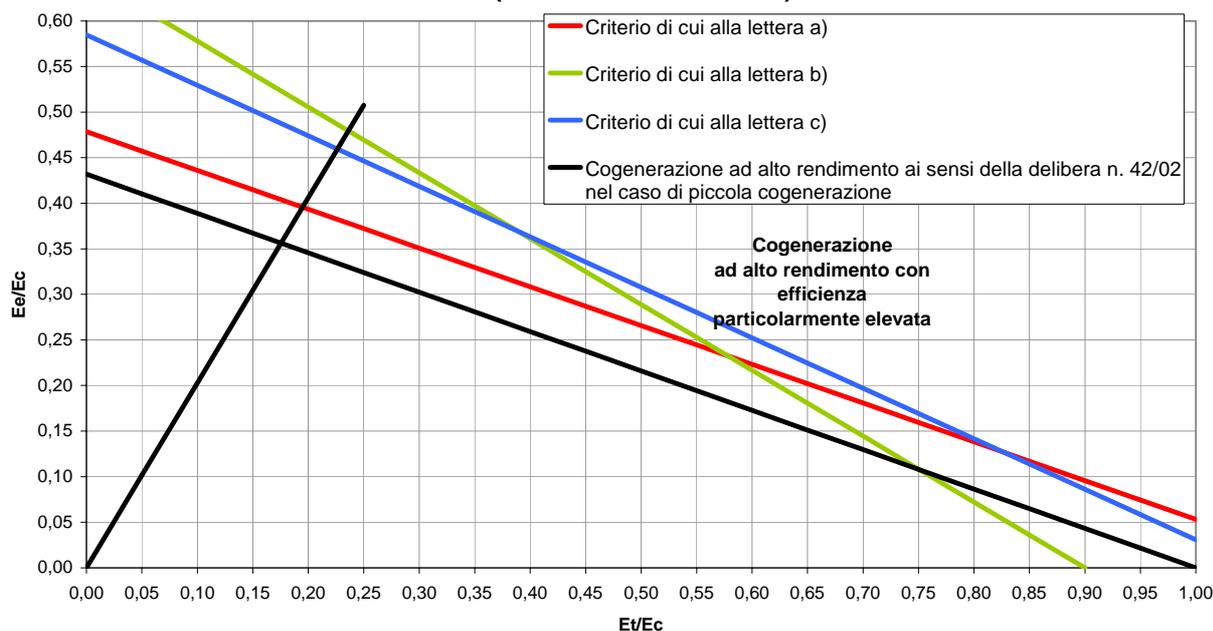
Il rendimento  $\eta_{ed}$ , denominato rendimento elettrico depurato, è definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia primaria del combustibile depurata della quantità di energia primaria necessaria per produrre la stessa quantità di energia termica  $Et$  con un impianto termico separato, caratterizzato da un rendimento pari a  $\eta_{ts}$ . E' pertanto un indice che attribuisce alla sola produzione di energia elettrica l'efficienza conseguibile in cogenerazione: infatti  $\eta_{ed}$  è il rendimento della produzione elettrica in cogenerazione ipotizzando che la quantità di energia primaria destinata alla produzione di calore utile coincide con quella che sarebbe stata utilizzata in una caldaia con rendimento pari a  $\eta_{ts}$ .

$$c) \quad IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et}{\eta_{ts}}} \geq 0,10,$$

con  $\eta_{es} = 0,55$ ,  $p$  come individuato dalla deliberazione n. 42/02 (pari a 0,957 nel caso di connessione in bassa tensione) ed  $\eta_{ts} = 0,95$ .

I termini  $Ee$ ,  $Et = Et_{civ} + Et_{ind}$ ,  $Et_{civ}$ ,  $Et_{ind}$  ed  $Ec$  sono definiti dall'articolo 1 della deliberazione n. 42/02. La successiva [figura 4](#) pone a confronto le tre relazioni sopra richiamate nel caso di impianti con potenza fino a 200 kW, ipotizzando che siano connessi in bassa tensione con cessione alla rete della totalità dell'energia elettrica prodotta e che tutta l'energia termica utile sia destinata a scopi industriali (quest'ultima ipotesi rileva solo per il criterio di cui alla lettera a)).

### Cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata (condizioni a confronto)



- figura 4 -

S10: *si ritiene opportuno introdurre il concetto di “impianto di cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata” al fine di prevedere, unicamente per tali impianti, maggiori semplificazioni nell’ambito della disciplina dello scambio sul posto?*

S11: *tra i criteri indicati alle precedenti lettere a), b) e c), quale viene ritenuto preferibile? Perché? Quali altri criteri potrebbero essere adottati?*

Qualora un impianto di cogenerazione ad alto rendimento presenta anche una efficienza particolarmente elevata, come dichiarato dal produttore al GSE e come da quest’ultimo verificato<sup>10</sup>, si propone che possa usufruire, nell’ambito dello scambio sul posto, di condizioni particolarmente favorevoli, quali ad esempio:

- la possibilità di calcolare un saldo annuo indipendente dalle fasce orarie (vds. paragrafo II.5, lettera b));
- l’applicazione del corrispettivo amministrato di accesso al servizio di scambio sul posto, applicato alla quantità di energia elettrica scambiata nell’anno, più basso o nullo (vds. paragrafo II.5, lettera f)).

S12: *si ritiene opportuno definire le condizioni particolarmente favorevoli sopra richiamate? Quali altre condizioni potrebbero essere definite?*

## II.7. Schema di provvedimento

L’ipotesi di attuazione del regime di scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento è suscettibile di essere estesa anche agli impianti da fonte rinnovabile con potenza non superiore a 20 kW, fermo restando quanto definito dall’articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03. Pertanto, l’Autorità ha ritenuto opportuno armonizzare l’intero regime di erogazione dello scambio sul posto e sottoporre a consultazione autonoma uno schema di provvedimento in forma di Testo integrato

<sup>10</sup> Anche in questo caso le verifiche e i controlli tecnici potrebbero seguire le medesime procedure indicate dalla deliberazione n. 42/02 (articoli 4 e 5).

dello scambio sul posto. Si rimanda a tale documento per l'analisi dello schema di provvedimento che implementa gli orientamenti indicati nella presente parte seconda.

## PARTE TERZA

### Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi per impianti di cogenerazione ad alto rendimento

#### III.1. Il quadro di riferimento

L'Autorità sta regolando le condizioni procedurali, economiche e tecniche per l'erogazione del servizio di connessione, distinguendo tra connessioni alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV e connessioni alle reti elettriche con tensione nominale fino a 1 kV. La seguente figura 5 evidenzia le deliberazioni di riferimento.

	Livello di tensione	Condizioni procedurali ed economiche	Regole tecniche di connessione
Trasmissione	AAT/AT	Delibera n. 281/05	Delibera n. 250/04 Codice di rete - Terna
Distribuzione	AT		Delibera n. 89/07
	MT		
	BT		

- figura 5 -

Con i provvedimenti richiamati in figura 5, l'Autorità:

- nel caso di connessioni in alta e media tensione, ha definito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete (imprese distributrici e Terna) ha predisposto le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche (le cosiddette MCC-281) per l'erogazione del servizio di connessione alle reti di rispettiva competenza. Le condizioni economiche sono aderenti ai costi effettivi;
- nel caso di connessioni in bassa tensione, ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche a *forfait* al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

Inoltre, i provvedimenti in materia di connessioni prevedono condizioni semplificate e corrispettivi ridotti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, sulla base delle indicazioni di cui all'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03. In particolare, per quanto riguarda le connessioni in media e alta tensione, l'Autorità ha previsto, nel caso di fonti rinnovabili:

- la priorità nella gestione delle richieste;
- il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione (tale diritto è in realtà valido per tutti i tipi di connessioni);
- uno sconto per il corrispettivo di definizione della soluzione per la connessione (con un massimale al 50% rispetto al caso di fonti convenzionali);
- uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
- un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente derivanti dalla richiesta di connessione;
- la riduzione delle garanzie finanziarie (50%).

Per quanto riguarda le connessioni in bassa tensione, l'Autorità ha previsto che i produttori paghino solo il 50% dei corrispettivi definiti a *forfait*.

Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A<sub>3</sub>.

Nel caso delle unità di cogenerazione ad alto rendimento, l'articolo 7, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 20/07 prevede che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi:

- a) prevedendo la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;
- b) fissando procedure, tempi e criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;
- c) stabilendo i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo produttore e il gestore di rete;
- d) stabilendo le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando i provvedimenti che i gestori di rete devono adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti; stabilendo, nei casi in cui il produttore non intenda avvalersi di questa facoltà, quali sono le iniziative che i gestori di rete devono adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;
- e) prevedendo la pubblicazione, da parte dei gestori di rete delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione dei nuovi impianti;
- f) definendo le modalità di ripartizione dei costi fra i produttori che ne beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Tali modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tengono conto dei benefici che i produttori già connessi, quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni.

Il medesimo articolo del decreto legislativo n. 20/07 ha altresì previsto, al comma 2, lettera g), che i provvedimenti dell'Autorità possano prevedere, su conforme parere del Ministero dello sviluppo economico, condizioni particolarmente agevolate per l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento prodotta da unità di piccola cogenerazione (cioè di potenza inferiore a 1 MW) o micro-cogenerazione (cioè di potenza inferiore a 50 kW).

Al riguardo, si noti che:

- per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW, i produttori si possono avvalere dello scambio sul posto secondo i criteri descritti nella prima parte del presente documento per la consultazione: tale possibilità è una condizione particolarmente agevole per l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento;
- per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza inferiore a 1 MW che non possono avvalersi dello scambio sul posto, i produttori possono scegliere il ritiro dedicato di cui al documento per la consultazione n. 26/07 pubblicato in data 2 luglio 2007: tale possibilità è una condizione particolarmente agevole per l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento.

Pertanto l'Autorità ritiene di non dover definire, al momento, ulteriori condizioni particolarmente agevolate per l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento prodotta da unità di piccola o micro-cogenerazione.

### III.2. Proposte dell'Autorità in materia di connessioni per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

I criteri sulla base dei quali l'Autorità deve definire le condizioni per le connessioni degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (vds. articolo 7, comma 2, lettere da a) ad f)), coincidono con i criteri per la definizione delle condizioni per le connessioni degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui all'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03.

L'Autorità intende pertanto estendere agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento le stesse condizioni attualmente previste per le fonti rinnovabili, definendo una riduzione dei corrispettivi pari al 20%, anziché al 50% che continuerà ad essere applicato per le fonti rinnovabili. Un orientamento in tal senso è già stato espresso nel documento per la consultazione del 26 febbraio 2007, in materia di condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.

S13: *si ritiene opportuno estendere alla cogenerazione ad alto rendimento le stesse semplificazioni attualmente vigenti per le fonti rinnovabili? Quali altre soluzioni potrebbero essere adottate?*

S14: *si ritiene opportuno prevedere, nel caso di cogenerazione ad alto rendimento, una riduzione pari al 20% dei corrispettivi di connessione applicati ai produttori? Si ritiene opportuno prevedere che tale riduzione sia applicata per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di ogni potenza o si ritiene più opportuno che sia applicata solo agli impianti di piccola cogenerazione ad alto rendimento (cioè di potenza inferiore a 1 MW)?*

L'Autorità inoltre ritiene opportuno prevedere che:

- le semplificazioni di natura procedurale siano applicate dai gestori di rete previa dichiarazione, da parte del produttore, che l'impianto è potenzialmente cogenerativo ad alto rendimento;
- le riduzioni dei corrispettivi siano applicate dai gestori di rete previa dichiarazione, da parte del produttore, che l'impianto è potenzialmente cogenerativo ad alto rendimento e che il produttore sia tenuto a riconoscere al gestore di rete l'intero corrispettivo qualora, nel corso dei primi cinque anni di esercizio commerciale, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo, l'impianto non sia risultato cogenerativo ad alto rendimento per due o più anni.

S15: *si ritiene opportuno prevedere che il produttore sia tenuto a riconoscere al gestore di rete l'intero corrispettivo qualora, nel corso dei primi cinque anni di esercizio commerciale, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo, l'impianto non sia risultato cogenerativo ad alto rendimento per due o più anni? Quale altro strumento di controllo potrebbe essere adottato?*

Gli sconti dei corrispettivi di connessione applicati per la cogenerazione ad alto rendimento potrebbero essere posti a carico di un opportuno conto costituito appositamente per il sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento e alimentato da una nuova componente UC, come proposto nel paragrafo II.3 in materia di scambio sul posto.

## PARTE QUARTA

### Attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 7, comma 7.4, del decreto legislativo n. 20/07

Come già accennato nella premessa del presente documento, l'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07 stabilisce che l'Autorità tenga conto delle particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento nella definizione delle tariffe connesse ai costi di trasmissione e di distribuzione e nella definizione delle condizioni di acquisto dell'energia elettrica di riserva (energia elettrica fornita dalla rete elettrica esterna in caso di interruzione o perturbazione del processo di cogenerazione, compresi i periodi di manutenzione) o di integrazione (energia elettrica richiesta alla rete elettrica esterna quando la domanda di elettricità dell'utenza alimentata dall'impianto di cogenerazione è superiore alla produzione elettrica del processo di cogenerazione).

Al fine dell'attuazione di tali disposizioni è necessario individuare innanzi tutto quali siano le "particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento" che sottendano la necessità di particolari condizioni per la regolazione del servizio di trasporto e l'acquisto dell'energia di riserva e di integrazione. In pratica, le particolari condizioni di esercizio potrebbero essere ricondotte alle problematiche di variabilità nel tempo dell'ammontare dell'energia di riserva e di integrazione richieste alla rete elettrica. Variabilità che, se correlata alla cogenerazione ad alto rendimento, dovrebbe dipendere unicamente dalla eventuale imprevedibilità del livello di produzione di energia elettrica dovuta, ad esempio, a modalità di esercizio imposte dalle modalità di sfruttamento del calore. Ciò, di fatto, determina che l'impianto nel suo complesso si comporti come un'unità di consumo soggetta a frequenti sbilanciamenti.

Gli effetti di ciò si riflettono:

- a) sul dimensionamento della connessione e, più, in generale, sul dimensionamento della rete elettrica che trasporta l'energia elettrica verso il punto di connessione corrispondente all'impianto di cogenerazione;
- b) sulla regolazione dei corrispettivi di dispacciamento per quanto riguarda, in particolare, i corrispettivi di sbilanciamento.

Per quanto riguarda il primo aspetto si ritiene che le particolari condizioni introdotte per la connessione già vadano nella direzione di soddisfare le disposizioni di cui all'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07. In aggiunta, si potrebbe pensare, nell'ambito della regolazione del servizio di trasporto, di non assoggettare (o assoggettare in maniera parziale) gli utenti dei punti di connessione corrispondenti ad impianti di cogenerazione ad alto rendimento a componenti tariffarie correlate alla potenza impegnata. La quota non corrisposta da tali utenti non deve comunque costituire un mancato ricavo per i gestori di rete che, pertanto, dovranno poter trovare copertura da un conto appositamente predisposto e alimentato da una componente tariffaria applicata a tutti i clienti finali. Al fine dell'attuazione di eventuali disposizioni relative alla regolazione del servizio di trasporto, l'Autorità ritiene opportuno attendere la ridefinizione della struttura tariffaria (attualmente in corso) per il terzo periodo di regolazione.

Per quanto concerne, invece, le condizioni di acquisto dell'energia elettrica di riserva e di integrazione è da notare il fatto che, con la completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, l'Autorità non può determinare alcuna condizione di acquisto. Pertanto, l'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07, relative all'energia di riserva e di integrazione, se effettuata in relazione alle particolari condizioni di esercizio delle unità di cogenerazione ad alto rendimento, non può che riferirsi a particolari condizioni sullo sbilanciamento. A tal fine, si ritiene che l'applicazione della regolazione degli sbilanciamenti delle unità di consumo non rilevanti già stabilita nella deliberazione n. 111/06 possa costituire una particolare condizione in quanto non penalizzante rispetto alla regolazione degli sbilanciamenti delle unità di consumo rilevanti.

Inoltre, le predette particolari condizioni troveranno applicazione solo nel caso in cui il rapporto tra la potenza dell'impianto di produzione e la potenza dell'impianto di consumo superi una soglia predefinita (ad esempio 0,8) così da evitare di trasferire particolari vantaggi a impianti di consumo di grandi dimensioni che installino unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento di ridotte dimensioni al solo scopo di poter accedere a particolari regimi.

Infine, l'applicazione delle predette condizioni sarà ovviamente sottoposta alla verifica annuale del raggiungimento delle condizioni di alto rendimento.

*S16: si ritengono condivisibili le considerazioni e gli orientamenti sopra indicati? Quali altre particolari condizioni di esercizio, oltre a quelle indicate, dovrebbero essere tenute in considerazione al fine dell'attuazione dell'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07?*