

**DCO 29/09**

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI DA  
RICONOSCERE AGLI IMPIANTI ESSENZIALI**

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

*5 agosto 2009*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione, predisposto dalla Direzione Mercati nell'ambito del procedimento relativo all'esecuzione del disposto dell'art. 3, comma 11, della legge n.2 del 28 gennaio 2009 (di seguito: legge n.2/09), ha ad oggetto la definizione dei criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali individuati ai sensi della deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt n.52/09 (di seguito: deliberazione n.52/09), che ha modificato la deliberazione 9 giugno 2006, n.111 (di seguito: deliberazione n.111/06).*

*Poiché è ragionevole prevedere che l'applicazione della deliberazione n.52/09 determinerà un aumento delle unità di produzione potenzialmente soggette al regime degli impianti essenziali, l'Autorità intende elaborare e rendere pubblici i criteri puntuali che applicherà per la definizione dei corrispettivi da riconoscere alle unità dichiarate essenziali.*

*Il documento, se si esclude l'introduzione, è strutturato in tre parti. La prima si concentra sui principi generali che dovrebbero guidare la determinazione dei corrispettivi da riconoscere alle unità di generazione assoggettate al regime degli impianti essenziali. La seconda, nel descrivere i criteri sinora adottati per la quantificazione dei suddetti corrispettivi, evidenzia le criticità che giustificano un aggiornamento dell'impianto metodologico. Nell'ultima parte sono esposti gli orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri puntuali da applicare dalla data di entrata a regime della riforma introdotta dalla deliberazione n.52/09.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **5 ottobre 2009**, termine di chiusura della presente consultazione.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)).*

*In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazioni e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
**Unità mercati all'ingrosso e concorrenza**  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
Fax: 02-65565265

## Introduzione

- 1.1. La legge n.2/09 prevede, all'articolo 11, comma 3, che entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge medesima, l'Autorità, sentito il Ministero dello sviluppo economico, adegui le proprie deliberazioni, anche in materia di dispacciamento di energia elettrica, ai principi e ai criteri direttivi elencati nello stesso comma.
- 1.2. In dettaglio, la lettera a) del citato comma 3 stabilisce che: *“i soggetti che dispongono singolarmente di impianti o di raggruppamenti di impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, come individuati sulla base dei criteri fissati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in conformità ai principi di cui alla presente lettera, sono tenuti a presentare offerte nei mercati alle condizioni fissate dalla medesima Autorità per l'energia elettrica e il gas, che implementa meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori: in particolare, sono essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, limitatamente ai periodi di tempo in cui si verificano le condizioni di seguito descritte, gli impianti che risultano tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale per significativi periodi di tempo”*.
- 1.3. Per recepire le disposizioni di cui alla lettera a) del comma 3 dell'articolo 11 della legge n.2/09, l'Autorità, sentito il Ministero dello sviluppo economico, ha provveduto con la deliberazione n.52/09 ad adeguare la deliberazione n.111/06, che ha disciplinato i criteri per l'individuazione delle unità essenziali, i relativi vincoli di offerta nei mercati e la remunerazione delle stesse unità.
- 1.4. La deliberazione n.52/09, coerentemente con quanto prescritto dalla legge n.2/09 e in linea con quanto già statuito dalla deliberazione n.111/06, dispone che i corrispettivi da riconoscere ai titolari degli impianti essenziali siano determinati dall'Autorità. La deliberazione n.52/09 non definisce tuttavia i criteri puntuali con cui l'Autorità procederà a quantificare detti corrispettivi, che dovranno comunque *“assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori”*. Infatti la deliberazione n.52/09, analogamente all'impostazione della deliberazione n.111/06, rinvia implicitamente a successivi provvedimenti dell'Autorità.
- 1.5. Anche in ragione dell'atteso aumento delle unità di produzione potenzialmente soggette al regime degli impianti essenziali, l'Autorità intende rendere pubblici i criteri puntuali con cui procederà alla quantificazione di detti corrispettivi, piuttosto che, come in precedenza, rimandare detta quantificazione esclusivamente a provvedimenti individuali. In quest'ottica il presente documento per la consultazione è finalizzato, da un lato, ad acquisire dai soggetti interessati osservazioni e commenti in merito ai criteri puntuali che l'Autorità intende adottare, dall'altro lato a effettuare una ricognizione sugli aspetti specifici che attengono ai costi tipicamente sostenuti dagli operatori attivi nella generazione elettrica.

## **1 I principi generali che dovrebbero guidare la determinazione dei corrispettivi da riconoscere alle unità di generazione assoggettate al regime degli impianti essenziali**

- 2.1 La legge n.2/09 prevede espressamente che la regolazione degli impianti essenziali sia fondata su *“meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un’equa remunerazione dei produttori”*. Conseguentemente, la regolazione degli impianti essenziali deve tendere a:
- a. la minimizzazione del corrispettivo pagato dagli utilizzatori del sistema a copertura del costo sostenuto da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per l’approvvigionamento delle risorse necessarie a gestire il sistema in sicurezza;
  - b. la minimizzazione del costo complessivo sostenuto dal sistema elettrico, con particolare riferimento ai costi di produzione;
  - c. remunerazione equamente i produttori.
- 2.2 Quanto sopra rileva in special modo rispetto alla regolazione dei corrispettivi che devono essere riconosciuti agli impianti essenziali. L’architettura della deliberazione n.52/09 – che peraltro mutua quella della deliberazione n.111/06 – è stata strutturata proprio per rispondere pienamente a dette finalità.
- 2.3 Infatti, con riferimento alle quantità del programma di produzione corrispondenti a quanto richiesto da Terna, la deliberazione n.52/09 dispone che al titolare di un impianto essenziale sia attribuito il maggior valore tra il costo variabile riconosciuto dall’Autorità e il prezzo emerso nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) per le offerte in vendita accettate nella medesima area in cui è localizzato l’impianto in questione. Ciò consente, al tempo stesso, di garantire:
- a. una valorizzazione di mercato all’unità produttiva;
  - b. che la remunerazione percepita dal produttore sia, per la quantità offerta nel rispetto dei vincoli posti da Terna, sempre superiore al costo variabile di produzione.
- 2.4 La suddetta modalità di valorizzazione assicura al produttore di ottenere almeno la medesima remunerazione che avrebbe percepito cedendo nel MGP l’energia prodotta dall’impianto essenziale.
- 2.5 Tale modalità di remunerazione non tiene tuttavia conto dell’eventuale maggior valore associabile alle specifiche prestazioni nel Mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) che possono essere richieste all’impianto in quanto essenziale. In genere, infatti, tale eventuale maggior valore non è determinabile con un criterio di mercato, data la caratteristica di indispensabilità dell’impianto rispetto alla suddetta prestazione.
- 2.6 Anche nei casi in cui l’impianto (o il raggruppamento di impianti nella disponibilità del medesimo soggetto) risultasse indispensabile soltanto per una

quota del fabbisogno di Terna, sarebbe difficile individuare un valore di mercato per dette prestazioni. Data la struttura naturalmente concentrata del MSD, occorre infatti avere cura a non introdurre modalità di valorizzazione che distorcano – in senso anticoncorrenziale – il comportamento di offerta dei produttori (ovvero, nel caso del MSD, degli utenti del dispacciamento o UdD). In particolare, qualora si utilizzasse il prezzo medio<sup>1</sup> relativo alle quantità movimentate da Terna attinenti alla specifica prestazione e ulteriori rispetto a quelle per cui l'impianto è essenziale – valore apparentemente di mercato – si modificerebbe l'incentivo di offerta sulle quantità non essenziali da parte dell'UdD titolare dell'impianto essenziale. Consapevole che le sue offerte condizionerebbero anche il prezzo ottenibile sulle quantità essenziali, l'UdD tenderebbe a offrire a prezzi molto più alti di quanto non farebbe diversamente sulle quantità ulteriori rispetto a quelle essenziali<sup>2</sup>.

- 2.7 Il riconoscimento del costo variabile, qualora superiore al prezzo realizzato nel MGP, dovrebbe comunque consentire di tenere conto dei casi in cui, in ragione dei maggiori costi associati a specifiche prestazioni, detto prezzo non sia sufficiente a coprire tutti i costi variabili sostenuti dal produttore.
- 2.8 Tuttavia, quanto sopra non fornisce alcuna garanzia che i corrispettivi complessivamente ottenuti dall'unità (considerando quindi anche i ricavi relativi alle quantità prodotte e non soggette ai vincoli posti da Terna) siano sufficienti a consentire un'*equa remunerazione* degli impianti essenziali. Equa remunerazione che, nella generalità dei casi, detti impianti potrebbero ottenere agevolmente se non regolati, dato che, seppur limitatamente ai periodi e alle quantità per cui risultino essenziali, avrebbero la possibilità di ottenere margini ingenti grazie alla loro essenzialità<sup>3</sup>.
- 2.9 Proprio per permettere al produttore di ottenere in ogni caso ricavi in grado di coprire i costi fissi dell'impianto e di conseguire quindi un'*equa remunerazione*, la deliberazione n.52/09 prescrive che questi possa richiedere, selettivamente per ciascuna unità dichiarata essenziale, l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi. In tal caso, il produttore ha diritto a ricevere un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione determinato dall'Autorità e pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'unità e i ricavi da essa conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco delle unità essenziali fino alla scadenza di validità dell'elenco medesimo<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Ammesso che i sistemi con cui Terna procede alla registrazione delle azioni consentano di evincere detto prezzo medio.

<sup>2</sup> Si noti che il caso limite in cui tutta la capacità produttiva nella disponibilità di un UdD in grado di fornire una prestazione specifica sia essenziale implica che tutti gli impianti – di qualsivoglia UdD – capaci di fornire detta prestazione risultino, per tutta la loro potenza, essenziali.

<sup>3</sup> Tali profitti sarebbero soltanto limitati nel caso in cui si ritenesse più efficiente procedere al distacco del carico; tuttavia tale limite potrebbe assumere valori molto elevati, posto che in molte circostanze la dimensione del distacco del carico necessaria a evitare il ricorso a una risorsa essenziale è sensibilmente superiore a quella di quest'ultima. Quindi, anche assumendo un valore di indifferenza del consumatore rispetto al distacco di carico (ovvero il valore dell'energia non fornita o VENN) pari a 3.000 €/MWh, il prezzo per MWh ottenibile dall'UdD sarebbe pari a ben 30.000 euro se la rinuncia a un MW di risorsa essenziale comportasse un distacco di carico di 10 MW.

<sup>4</sup> Al tempo stesso, tuttavia, la produzione di un'unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi deve essere offerta sul mercato nel rispetto dei vincoli posti da Terna in tutti i periodi rilevanti – e non

- 2.10 Come sopra evidenziato, quindi, l'architettura della deliberazione n.52/09 risponde pienamente al dettato della legge n.2/09. Come già ricordato, però, la deliberazione n.52/09 non esplicita i criteri puntuali che l'Autorità intende seguire nel fissare i corrispettivi da riconoscere alle unità di generazione assoggettate al regime degli impianti essenziali.

## **2 I criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere alle unità essenziali utilizzati fino all'entrata a regime della deliberazione n.52/09**

- 3.1 La materia della remunerazione delle unità essenziali è stata oggetto della deliberazione 30 dicembre 2003, n.168/03 (di seguito: deliberazione n.168/03), poi sostituita dalla deliberazione n.111/06 a decorrere dall'1 gennaio 2007.
- 3.2 Ai sensi dell'art. 64, comma 6, della deliberazione n.111/06, che ripropone quanto stabilito precedentemente dall'art. 25, comma 6, della deliberazione n.168/03, Terna riconosce all'utente del dispacciamento di ciascuna unità essenziale un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto dall'Autorità e il prezzo dell'energia elettrica venduta nel MGP.
- 3.3 Dalla data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico le norme sul costo variabile riconosciuto, che sono state incluse tra le disposizioni transitorie e prorogate annualmente, sono state articolate in funzione di tre distinte categorie di impianti:
- a. unità di produzione idroelettriche;
  - b. unità di pompaggio;
  - c. unità di produzione termoelettriche.
- 3.4 Nel caso delle unità di produzione idroelettriche, il costo variabile riconosciuto è pari a zero, mentre per le unità di pompaggio corrisponde in ciascun mese al prodotto tra il prezzo medio di valorizzazione nel MGP dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio e un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica impiegata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel medesimo mese.
- 3.5 Per le unità di produzione termoelettriche, il costo variabile riconosciuto è calcolato in coerenza con i criteri applicati per determinare l'ordine di merito economico nell'ambito del sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia

---

solo in quelli in cui risulti essenziale - e per tutta la propria capacità. Per i periodi e la capacità rispetto ai quali non risulti essenziale, la produzione dell'unità è offerta a un prezzo unitario pari al costo variabile di produzione riconosciuto dall'Autorità, ferma restando la facoltà di Terna di richiedere che (anche in parte) le offerte siano formulate con un prezzo unitario pari a zero. La presentazione di offerte con prezzo pari a zero è funzionale, tra l'altro, a evitare che il programma di produzione definito in esito al MGP e al Mercato di aggiustamento sia tecnicamente non fattibile nei casi in cui, in alcuni periodi rilevanti, il prezzo di mercato sia inferiore al costo variabile dell'impianto.

elettrica di cui al Titolo II dell'Allegato A della deliberazione 26 giugno 2003, n.67/03 (cd. STOVE).

- 3.6 In particolare, il valore del costo variabile riconosciuto in ciascun mese è funzione del valore assunto dal prodotto tra la quotazione mensile di riferimento relativa al combustibile utilizzato dall'unità considerata e il rendimento attribuito all'impianto in coerenza con i criteri dello STOVE.
- 3.7 Le quotazioni di riferimento sono disponibili per il carbone, il gas naturale e le principali tipologie di olio combustibile. Per ciascun tipo di combustibile, la quotazione di riferimento è calcolata con una formula predefinita, che tiene conto, tra l'altro, delle quotazioni di un paniere di combustibili, del costo di posizionamento franco centrale, del prezzo dei noli e delle accise.
- 3.8 L'utente del dispacciamento di un'unità essenziale ha la possibilità di richiedere la reintegrazione dei costi di generazione. Qualora egli abbia chiesto l'ammissione alla reintegrazione dei costi di generazione e la domanda sia stata accolta, ha diritto a ottenere da Terna un corrispettivo determinato dall'Autorità pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'unità e i ricavi da essa conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco delle unità essenziali al termine di validità dell'elenco stesso.
- 3.9 Sinora hanno presentato richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi soltanto unità di produzione per le quali l'Autorità aveva già provveduto a quantificare i costi di generazione non recuperabili (cd. *stranded costs*) di cui alla legge 17 aprile 2003, n.83.
- 3.10 Come detto, il corrispettivo per la reintegrazione dei costi è pari alla differenza tra costi riconosciuti e ricavi riconosciuti. I costi riconosciuti sono a loro volta pari alla somma dei costi variabili riconosciuti e dei costi fissi riconosciuti.
- 3.11 I ricavi riconosciuti includono:
- a. i ricavi relativi alle vendite di energia elettrica e/o di servizi nel mercato elettrico;
  - b. i corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (cd. *capacity payment*).
- 3.12 Sono considerati all'interno della categoria dei costi variabili riconosciuti:
- a. i costi del combustibile, al lordo degli oneri relativi al trasporto e alle accise;
  - b. i costi relativi agli acquisiti di energia elettrica nel mercato elettrico;
  - c. i corrispettivi di dispacciamento riconosciuti e gli oneri di trasporto dell'energia elettrica in capo all'utente di dispacciamento in immissione.

I corrispettivi di dispacciamento riconosciuti sono al netto del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e includono una parte del corrispettivo di sbilanciamento. In particolare, i costi netti di sbilanciamento che vengono ammessi sono determinati utilizzando per la quantificazione dello sbilanciamento il prezzo di valorizzazione delle offerte accettate nel MGP, a eccezione della quota dello sbilanciamento equivalente alla semibanda di riserva primaria, che è valorizzata al prezzo di sbilanciamento.

- 3.13 Per quanto riguarda il calcolo dei costi fissi riconosciuti, si è sinora utilizzata una metodologia coerente con quella già adottata per la determinazione degli *stranded costs*. Ciò anche in ragione del fatto che, con specifico riferimento al regime di reintegrazione dei costi applicato alle unità di produzione interessate, la disciplina delle unità essenziali ha potuto ben considerarsi una continuazione di quella degli *stranded costs*.
- 3.14 La regolazione sui corrispettivi da riconoscere alle unità essenziali applicata fino all'entrata a regime della deliberazione n.52/09 evidenzia alcune criticità.
- 3.15 In primo luogo, l'attuale configurazione del costo variabile riconosciuto non tiene conto degli oneri connessi all'obbligo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui all'art. 11 del D.Lgs. n.79/1999 (sistema dei certificati verdi) e all'applicazione della direttiva 2003/87/CE (*EU Emissions Trading Scheme*); né, del resto, si considera il valore delle quote assegnate gratuitamente nel calcolo della reintegrazione dei costi.
- 3.16 In secondo luogo, essendo trascorsi già molti anni dalla definizione delle formule per il calcolo delle quotazioni di riferimento dei diversi tipi di combustibili, è possibile che tali formule non siano più aderenti alle condotte di acquisto implementate dai produttori di energia elettrica in fase di approvvigionamento dei combustibili.
- 3.17 In terzo luogo, i criteri utilizzati per la reintegrazione dei costi, ritenuti i più opportuni con riferimento a unità ammesse al regime degli *stranded costs* sino a poco prima della loro identificazione come essenziali, potrebbero non essere i più idonei rispetto a impianti di produzione che, viceversa, abbiano una remunerazione normalmente derivante dalle dinamiche di mercato e solo episodicamente siano soggetti a un regime regolato di remunerazione.

### **3 Orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali in applicazione della deliberazione n.52/09**

- 4.1 Ai fini della determinazione del corrispettivo per gli impianti essenziali, gli oneri potrebbero continuare a essere suddivisi nelle seguenti due categorie:
- a. costi variabili riconosciuti;
  - b. costi fissi riconosciuti.
- 4.2 La categoria dei costi fissi riconosciuti sarebbe rilevante esclusivamente per le unità essenziali ammesse al regime della reintegrazione dei costi, mentre quella dei costi variabili riconosciuti per qualsiasi unità dichiarata essenziale.
- 4.3 In particolare, un'unità essenziale *non ammessa* al regime di reintegrazione dei costi otterrebbe il prodotto tra:
- a. la quantità del programma di produzione corrispondente a quanto richiesto da Terna;

- b. il maggior valore tra il costo variabile unitario riconosciuto dall’Autorità e il prezzo assegnato nel MGP alle offerte in vendita accettate nella medesima area in cui è localizzata l’unità in questione.
- 4.4 Nel caso di un’unità essenziale *ammessa* alla reintegrazione dei costi, invece, il corrispettivo sarebbe pari alla differenza tra:
- a. la somma dei costi variabili riconosciuti e dei costi fissi riconosciuti;
  - b. i ricavi conseguiti dal momento dell’inserimento dell’unità nell’elenco delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi fino al termine di validità dell’elenco medesimo.
- 4.5 Nell’ipotesi che, in un dato periodo rilevante, l’impianto di produzione fosse essenziale soltanto con riferimento a una parte delle unità che lo compongono, la quantificazione degli oneri da riconoscere alle unità essenziali dell’impianto potrebbe avvenire a livello di singola unità. L’analisi per singola unità essenziale potrebbe però acuire le tipiche criticità connesse alla ripartizione di costi fissi non direttamente attribuibili alle singole unità.

*S1: Ai fini della determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, si ritiene opportuno continuare a distinguere gli oneri ammessi nelle categorie dei costi variabili riconosciuti e dei costi fissi riconosciuti? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S2: Quali sono i driver più adatti per ripartire tra le diverse unità di produzione di un impianto i costi fissi non direttamente attribuibili alle singole unità?*

*S3: Con riferimento a quanto espresso ai punti 2.5 e 2.6, si ritiene che, nel caso delle unità essenziali non ammesse alla reintegrazione dei costi, sia necessario prevedere un’integrazione del corrispettivo, al fine di tenere conto di specifiche prestazioni richieste alle medesime unità nel MSD? In caso di risposta positiva, si prega di esplicitare secondo quale metodo dovrebbe essere stabilita l’integrazione.*

- 4.6 Il costo variabile unitario riconosciuto dall’Autorità a ciascuna unità essenziale *non ammessa* alla reintegrazione dei costi includerebbe il costo del combustibile per unità di energia elettrica, al lordo degli oneri relativi al trasporto del combustibile e alle accise.
- 4.7 Analogamente alla regolazione già vigente, il costo variabile riconosciuto di cui al punto 4.6:
- a. sarebbe pari a zero nel caso delle unità di produzione idroelettriche;
  - b. per le unità di pompaggio, corrisponderebbe in ciascun mese al prodotto tra il prezzo medio di valorizzazione nel MGP dell’energia elettrica utilizzata dall’unità ai fini del pompaggio e un fattore correttivo pari al rapporto tra l’energia elettrica utilizzata dall’unità nel mese ai fini del pompaggio e l’energia elettrica prodotta dall’unità nel mese medesimo.

Se l’unità di pompaggio fosse essenziale soltanto in alcuni periodi rilevanti dell’anno, ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto si potrebbe

convenzionalmente tenere conto soltanto dell'energia elettrica utilizzata e prodotta nei citati periodi.

- 4.8 Ai fini del calcolo del costo unitario del combustibile relativo alle unità termoelettriche, sarebbe necessario definire i rendimenti da assegnare alle unità essenziali e le formule di prezzo per la valorizzazione dei combustibili.
- 4.9 Per quanto attiene ai rendimenti, si potrebbe stabilire uno standard per ciascuna combinazione rilevante di tecnologia (es. ciclo combinato con produzione di calore, ciclo combinato, turbine a gas con produzione di calore, turbine a gas, combustione interna con produzione di calore, combustione interna etc.) e tipo di combustibile (es. gas naturale, carbone, olio combustibile etc.). Qualora un'unità dovesse discostarsi dallo standard, l'Autorità potrebbe tenere in considerazione, parzialmente o integralmente, le specificità dell'unità, a condizione che il soggetto responsabile della stessa sia in grado di fornire elementi sufficienti a dimostrare:
- a. l'effettività dello scostamento;
  - b. l'indipendenza dello scostamento da condotte non efficienti poste in essere dal soggetto medesimo.
- 4.10 Le formule di prezzo per ciascun combustibile potrebbero essere definite in funzione delle formule tipicamente applicate nei contratti di approvvigionamento sottoscritti dai produttori. Le formule che, anche in esito alla ricognizione effettuata mediante il presente documento per la consultazione, dovessero risultare tipiche diventerebbero le formule standard ai fini della remunerazione degli impianti essenziali. Così come per i rendimenti, però, anche nel caso delle formule di prezzo l'Autorità potrebbe considerare formule differenti rispetto alle formule standard, a condizione che il produttore che le applica possa produrre elementi sufficienti a giustificarne l'adozione in luogo delle formule standard.

*S4: Il costo variabile riconosciuto dall'Autorità a ciascuna unità essenziale non ammessa alla reintegrazione dei costi dovrebbe includere altre voci di costo in aggiunta al costo del combustibile? In caso di risposta positiva, si prega di indicare le voci di costo aggiuntive e le ragioni dell'inclusione.*

*S5: Si ravvisano criticità nell'applicazione della metodologia proposta per il calcolo dell'importo del costo variabile riconosciuto relativo alle unità di pompaggio? In caso affermativo, si prega di indicare le criticità e le possibili soluzioni.*

*S6: Quali dovrebbero essere le combinazioni rilevanti di tecnologia e di tipo di combustibile da considerare ai fini del calcolo del costo riconosciuto di combustibile? Si prega di indicare il set di combinazioni rilevanti.*

*Con riferimento all'olio combustibile, sarebbe necessario prevedere più tipologie in funzione del tenore di zolfo? In caso di risposta positiva, indicare le tipologie di olio combustibile.*

*S7: Quale dovrebbe essere il rendimento standard netto e lordo di generazione (al netto e al lordo di perdite e servizi ausiliari) per ciascuna combinazione rilevante*

*di tecnologia e di tipo di combustibile?*

*Terna sarebbe in condizione di definire uno standard di rendimento medio per ciascuna combinazione rilevante di tecnologia e di tipo di combustibile sulla base della produzione effettiva e dei consumi effettivi di combustibile acquisiti ai sensi della deliberazione 5 agosto 2008, ARG/elt n.115/08 per ciascuna unità rilevante.*

*Gli operatori attivi nella generazione elettrica ritengono che le informazioni attualmente acquisite da Terna siano di per sé sufficienti a definire correttamente gli standard di rendimento ai fini della remunerazione delle unità essenziali? In caso di risposta negativa, si prega di indicare quali informazioni integrative occorrerebbe raccogliere.*

*S8: Si considera condivisibile l'impostazione proposta nel caso in cui un'unità dovesse presentare un rendimento che si discosta dal rendimento standard della categoria di appartenenza? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S9: Quali dovrebbero essere, ai fini della remunerazione degli impianti essenziali, le formule standard di prezzo per ciascun tipo di combustibile? Qualora la risposta fosse fornita da un soggetto che opera nella generazione elettrica, si prega altresì di indicare, per ciascun tipo di combustibile, le formule di prezzo indicate nei propri contratti di approvvigionamento dei combustibili.*

*S10: Si considera condivisibile l'impostazione proposta nel caso in cui un produttore dovesse adottare una formula di prezzo del combustibile diversa dalle formule standard fissate dall'Autorità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

4.11 Il costo variabile unitario riconosciuto dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi potrebbe includere, oltre al costo del combustibile calcolato secondo quanto indicato ai punti da 4.6 a 4.10:

- a. gli oneri per il trasporto dell'energia elettrica a carico dell'utente del dispacciamento in immissione;
- b. i costi relativi agli acquisti di energia elettrica nel mercato elettrico;
- c. i corrispettivi di dispacciamento riconosciuti;
- d. gli oneri variabili connessi agli obblighi di cui alla direttiva 2003/87/CE (*EU Emissions Trading Scheme*) e all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 (certificati verdi), oneri cui sono dedicati i punti da 4.18 a 4.28.

Analogamente alla regolazione già vigente, i corrispettivi di dispacciamento riconosciuti potrebbe essere determinati al netto del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e potrebbero includere una parte del corrispettivo di sbilanciamento. In particolare, i costi netti di sbilanciamento riconosciuti verrebbero stabiliti utilizzando per la quantificazione dello sbilanciamento il prezzo di valorizzazione delle offerte accettate nel MGP, a eccezione della quota dello sbilanciamento equivalente alla semibanda di riserva primaria, che sarebbe valorizzata al prezzo di sbilanciamento.

*S11: Il costo variabile riconosciuto dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi dovrebbe includere altre voci di costo in aggiunta a quelle di cui al punto 4.11? In caso di risposta positiva, si prega di indicare le voci aggiuntive e di motivare l'integrazione.*

- 4.12 I costi fissi riconosciuti dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi potrebbero comprendere:
- la quota di ammortamento del capitale investito ammesso dall'Autorità;
  - altri costi fissi di natura operativa;
  - la remunerazione del capitale investito netto utilizzato per l'unità essenziale oggetto della reintegrazione dei costi;
- 4.13 Il capitale investito lordo da ammettere potrebbe essere valutato dall'Autorità caso per caso, in funzione sia della tecnologia applicata sia della specifica configurazione dell'impianto cui appartiene l'unità oggetto della reintegrazione. In alternativa l'Autorità potrebbe fissare *ex ante* una struttura di costo standard per MW articolata per classi di tecnologie di generazione.
- 4.14 Per il calcolo della quota di ammortamento da riconoscere sarebbe necessario stabilire la durata della vita utile del capitale investito riconosciuto e il tipo di ammortamento da applicare ai fini della reintegrazione dei costi. In relazione sia alla durata della vita utile che del tipo di ammortamento le opzioni praticabili sono molteplici. A titolo esemplificativo e non esaustivo, si potrebbero determinare più durate standard in funzione delle diverse componenti che formano il capitale (es. opere civili, turbine, misuratori etc.). Quanto al tipo di ammortamento, per semplicità si potrebbe optare per l'ammortamento a quote costanti.
- 4.15 Gli altri costi fissi di natura operativa potrebbero essere identificati negli oneri per manutenzioni non capitalizzati e in una quota delle spese generali.
- 4.16 In relazione alla remunerazione del capitale investito netto, il tasso di remunerazione potrebbe essere definito applicando la metodologia del costo medio ponderato del capitale, secondo una pratica ormai corrente in ambito regolatorio. Nella fissazione del suddetto tasso, l'Autorità terrebbe conto dell'incertezza legata al fatto che la remunerazione delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi avverrebbe con cadenza annuale, senza alcuna garanzia per ciascuna unità di poter continuare a essere assoggettata a tale regime.

*S12: La categoria dei costi fissi riconosciuti dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi dovrebbe includere altre voci di costo in aggiunta a quelle di cui ai punti da 4.12 a 4.16? In caso di risposta positiva, si prega di indicare le voci aggiuntive e di motivare l'integrazione.*

*S13: Nel riconoscimento del capitale investito, l'Autorità dovrebbe adottare un approccio caso per caso o fissare ex ante una struttura di costo standard per MW*

*articolata per classi di tecnologie di generazione? Se si ritiene, indicare soluzioni alternative rispetto a quelle presentate al punto 4.13.*

*S14: Quale tipo di ammortamento e quali durate convenzionali di utilizzo del capitale dovrebbero essere applicati per il calcolo delle quote di ammortamento da riconoscere ai fini della remunerazione delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi? Se si ritiene, indicare soluzioni alternative rispetto a quelle presentate al punto 4.14.*

*S15: Nel riconoscimento degli oneri per manutenzione non capitalizzati, l'Autorità dovrebbe adottare un approccio caso per caso o determinare ex ante una struttura di costo standard per MW articolata per classi di tecnologie di generazione?*

*S16: Qual è il driver più appropriato per l'allocazione delle spese generali?*

*S17: Si condividono i criteri per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto esposti al punto 4.16? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

4.17 Nell'ambito dei ricavi riconosciuti dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi potrebbero essere annoverate le seguenti voci:

- a. i ricavi relativi alle vendite di energia elettrica e/o di servizi nel mercato elettrico;
- b. i corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- c. i ricavi figurativi connessi ai permessi a emettere gas serra assegnati gratuitamente nell'ambito del meccanismo dell'*EU Emissions Trading Scheme* (su questa voce, cfr. *infra* i punti 4.19 ss.)

*S18: La categoria dei ricavi riconosciuti dall'Autorità a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi dovrebbe includere altre voci in aggiunta a quelle di cui al punto 4.17? In caso di risposta positiva, si prega di indicare le voci aggiuntive e di motivare l'integrazione.*

4.18 Nel prosieguo si dedica un focus agli oneri che i produttori sono tenuti a sostenere per il rispetto degli obblighi di cui alla direttiva 2003/87/CE (*EU Emissions Trading Scheme*) e all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 (certificati verdi).

4.19 Per quanto concerne l'*EU Emissions Trading Scheme*, a ogni impianto di generazione che rientra nel suo ambito di applicazione è allocata, con riferimento al periodo 2008-2012 (cd. secondo periodo di assegnazione), una certa quantità di permessi a emettere gas serra (*permessi assegnati*). In capo a ciascuno dei suddetti impianti sussiste l'obbligo di rendere un numero di quote d'emissione corrispondente alle tonnellate di gas serra, espresse in tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente, complessivamente emesse nel periodo di assegnazione (*permessi da rendere*).

- 4.20 Per individuare l'onere da riconoscere annualmente alla singola unità essenziale che ricade nell'ambito di applicazione del meccanismo di cui alla direttiva 2003/87/CE, sarebbe necessario identificare, per ciascun anno, i permessi da rendere relativi alla specifica unità essenziale, facendo riferimento alla produzione della medesima unità nei periodi rilevanti in cui è stata dichiarata essenziale.
- 4.21 L'onere variabile da riconoscere annualmente alla singola unità essenziale, a prescindere dall'eventuale ammissione della medesima alla reintegrazione dei costi, potrebbe derivare dal prodotto fra:
- il numero di permessi da rendere in relazione alla produzione dell'unità nei periodi rilevanti dell'anno in cui è stata dichiarata essenziale;
  - il valore unitario dei permessi, calcolato con modalità analoghe a quelle già impiegate per il recupero degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE nel caso degli impianti Cip 6/92.
- Per l'illustrazione del metodo di calcolo del valore di cui alla lettera b), si rinvia all'art. 5 della deliberazione 11 giugno 2008, ARG/elt n.77/08 e ss.mm.ii, recante "*Criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE*".
- 4.22 Quanto ai permessi assegnati, si potrebbe tenerne conto nel calcolo dei ricavi riconosciuti ai fini della determinazione del corrispettivo per le unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi. Occorrerebbe comunque limitarsi a considerare la quota dei permessi attinente alla produzione dell'unità nei periodi rilevanti in cui è stata dichiarata essenziale. Inoltre il valore unitario da attribuire a ciascun permesso della suddetta quota potrebbe essere quello indicato alla lettera b) del punto 4.21.

*S19: Si condivide l'impostazione che l'Autorità intenderebbe adottare per il riconoscimento delle voci economiche relative al meccanismo dell'EU Emissions Trading Scheme? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

- 4.23 In relazione all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 (certificati verdi), il legislatore ha recentemente approvato una riforma che trasferisce il suddetto obbligo dai produttori di energia elettrica ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo<sup>5</sup>. In base al testo approvato dal Parlamento, il Ministro dello sviluppo economico emana i provvedimenti attuativi entro sei mesi dall'entrata in vigore del provvedimento legislativo, facendo in modo che la riforma sia applicata con riferimento all'energia prelevata dall'anno 2010 (incluso) in poi.
- 4.24 È dunque presumibile che, quando sarà a regime il sistema di remunerazione delle unità essenziali delineato dalla deliberazione n.52/09, i produttori elettrici

<sup>5</sup> Cfr. l'art. 27, commi 18 e 19, della legge 23 luglio 2009, n.99.

non saranno più soggetti all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 rispetto all'energia elettrica prodotta nell'ambito della disciplina delle unità essenziali. Conseguentemente, gli orientamenti espressi nei capoversi seguenti valgono nell'ipotesi che la riforma del meccanismo dei certificati verdi entri in vigore successivamente rispetto a quanto attualmente previsto.

- 4.25 Ciascun operatore responsabile di unità di produzione soggette all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 è tenuto a presentare a GSE S.p.A. (di seguito: GSE) entro il 31 marzo dell'anno  $t+2$  un numero di certificati verdi corrispondente a una quota predefinita della propria produzione soggetta all'obbligo generata nell'anno  $t$ . Per assolvere a tale obbligo il citato soggetto può alternativamente o cumulativamente:
- a. utilizzare certificati verdi autoprodotti;
  - b. acquistare certificati verdi nel relativo mercato da soggetti diversi da GSE;
  - c. acquistare certificati verdi nella disponibilità di GSE a un prezzo predefinito.
- 4.26 Per quantificare l'onere da riconoscere alla singola unità essenziale cui si applica l'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999, sarebbe necessario individuare la quota dell'obbligo relativa alla produzione della medesima unità nei periodi rilevanti in cui è stata dichiarata essenziale nell'anno  $t$ .
- 4.27 Tale quota dovrebbe essere calcolata tenendo conto anche della franchigia riconosciuta a ciascun responsabile di impianti la cui produzione è soggetta all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999. A tal fine, la produzione soggetta all'obbligo relativa all'unità essenziale dovrebbe essere ridotta della relativa quota-parte di franchigia.
- 4.28 L'onere da riconoscere alla singola unità essenziale, con riferimento all'anno  $t$ , per l'obbligo connesso al meccanismo dei certificati verdi potrebbe derivare dal prodotto fra:
- a. la quota dell'obbligo relativa alla produzione della medesima unità nei periodi rilevanti in cui è stata dichiarata essenziale nell'anno  $t$ ;
  - b. il prezzo medio di mercato nell'anno  $t$  dei certificati verdi utilizzabili per l'adempimento dell'obbligo.

*S20: Si ritiene che l'onere relativo all'assolvimento degli obblighi connessi al meccanismo dei certificati verdi possa essere annoverato nella categoria dei costi variabili riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi delle unità essenziali, a prescindere dall'eventuale ammissione alla reintegrazione dei costi? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S21: Si condivide l'impostazione che l'Autorità intenderebbe adottare per la valorizzazione degli oneri connessi al meccanismo dei certificati verdi? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

- 4.29 Nel caso in cui un'unità essenziale fosse ammessa alla reintegrazione dei costi per più di un anno, il corrispettivo relativo a un anno successivo al primo

potrebbe essere stabilito secondo diversi approcci. Di seguito ne sono descritti due a titolo esemplificativo:

- a. il corrispettivo relativo a un anno successivo al primo è calcolato con la medesima metodologia applicata per il calcolo del corrispettivo attinente al primo anno.
- b. il corrispettivo relativo a un anno successivo al primo è calcolato applicando al corrispettivo del primo anno una formula di aggiornamento annuale semplificata del tipo RPI-X, dove RPI è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati riferito ai dodici mesi precedenti e X è il tasso di riduzione annuale dei costi.

*S22: Nel caso in cui un'unità essenziale fosse ammessa alla reintegrazione dei costi per più di un anno, quale metodo dovrebbe essere applicato per la determinazione del corrispettivo relativo a un anno successivo al primo? Se si ritiene, indicare soluzioni alternative rispetto a quelle presentate al punto 4.29.*