

70/2012/I/efr

# **Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica**

**Situazione al 31 maggio 2011  
(sesto anno d'obbligo)  
e prospettive**

1 marzo 2012

# Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

## INDICE

<i>Premessa</i>	3
<i>Executive Summary</i>	4
<i>Capitolo 1 - L'evoluzione del quadro di riferimento normativo e regolatorio nel corso del sesto anno d'obbligo</i>	7
1.1 Introduzione	7
1.2 L'evoluzione del quadro normativo	7
1.3 L'attività di regolazione e di gestione	8
<i>Capitolo 2 - I risultati del sesto anno d'obbligo</i>	14
2.1 I soggetti interessati	14
2.2 Obiettivi assegnati e conseguiti nell'anno d'obbligo 2010	15
2.3 I risparmi energetici certificati	20
2.4 I progetti realizzati	21
2.5 Il mercato dei TEE	23
2.6 Valutazioni di sintesi sul sesto anno d'obbligo	31
<i>Capitolo 3 - Evoluzione del quadro di riferimento normativo e regolatorio nei primi mesi del settimo anno d'obbligo e prospettive future</i>	33
3.1 Le recenti evoluzioni nel quadro normativo e regolatorio	33
3.2 Scenari evolutivi	40
3.3 Le incertezze connesse all'evoluzione del quadro normativo	43
3.4 Ulteriori aspetti di attenzione	50

## Premessa

*Il meccanismo dei "titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi" è stato introdotto dai decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreti ministeriali) e aggiornati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, dal D.Lgs 30 maggio 2008, n.115/08 e dal D.Lgs 3 marzo 2011, n. 28/11.*

*Ai sensi dell'articolo 7, comma 3, dei decreti ministeriali, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) predispone e pubblica annualmente un Rapporto sull'attività svolta in attuazione dei decreti stessi e sui progetti che sono stati realizzati nel loro ambito (di seguito: Rapporto Annuale).*

*Lo stesso articolo 7, comma 3, dispone che il predetto Rapporto Annuale includa eventuali proposte sulle modalità di conseguimento degli obiettivi, di realizzazione ed esecuzione dei progetti per gli anni successivi, inclusa la lista di progetti ammissibili di cui all'allegato 1 dei decreti ministeriali.*

*I primi cinque Rapporti Annuali sono stati pubblicati rispettivamente nell'ottobre 2006, nell'ottobre 2007, nel dicembre 2008, nel dicembre 2009 e marzo 2011, con riferimento ai risultati conseguiti nel primo anno di attuazione (1 gennaio 2005 – 31 maggio 2006), nel secondo anno di attuazione (1 giugno 2006 – 31 maggio 2007), nel terzo anno di attuazione (1 giugno 2007 – 31 maggio 2008), nel quarto anno di attuazione (1 giugno 2008 – 31 maggio 2009) e nel quinto anno di attuazione (1 giugno 2009 – 31 maggio 2010).*

*Nel corso del 2009, del 2010 e del 2011 sono stati inoltre pubblicati un primo e un secondo Rapporto Statistico Intermedio per ciascuno degli anni d'obbligo 2008, 2009 e 2010, ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007.*

*Tutti i Rapporti, incluso quello presente, sono accessibili attraverso la pagina del sito internet [http://www.autorita.energia.it/it/pubblicazioni\\_ee.htm](http://www.autorita.energia.it/it/pubblicazioni_ee.htm).*

*Il presente Rapporto Annuale illustra i risultati conseguiti al 31 maggio 2011 ed è così strutturato:*

- *nel capitolo 1 viene riportata una sintesi dell'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento intervenuta nel sesto anno di attuazione del meccanismo;*
- *nel capitolo 2 vengono descritti i risultati conseguiti al termine del sesto anno d'obbligo (31 maggio 2011) e vengono commentate le principali tendenze evolutive rispetto a quanto registrato in precedenza;*
- *nel capitolo 3 vengono esposte alcune valutazioni di carattere generale e di prospettiva.*

*Il Rapporto è stato predisposto dalla Direzione Consumatori e Utenti dell'Autorità.*

## Executive Summary

L'anno d'obbligo 2010 (1° giugno 2010 – 31 maggio 2011) è stato il sesto di operatività del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (nel seguito anche TEE o certificati bianchi) e il primo del suo secondo periodo di attuazione (2010-2012).

Il presente *Rapporto Annuale*, oltre a descrivere l'attività di regolazione e di gestione svolta dall'Autorità nel corso periodo, presenta e commenta i risultati conseguiti, le principali tendenze evolutive e le prospettive del meccanismo, anche alla luce delle novità normative nel frattempo intervenute.

Ne emerge un quadro articolato, con luci e ombre, derivanti in parte da elementi nuovi e, in parte, dallo sviluppo di tendenze già delineatesi negli anni precedenti.

Tra le luci si confermano, accentuandosi, le seguenti tendenze:

- la costante crescita del numero di operatori che, non soggetti agli obblighi di risparmio, alimentano l'offerta di TEE, realizzando interventi di miglioramento dell'efficienza energetica presso i consumatori, in tutti i settori di uso finale dell'energia: il numero di società di servizi energetici (SSE) che accedono ai TEE è costantemente cresciuto nei sei anni di attuazione del meccanismo, generando un volume di risparmi energetici pari a circa 6 volte quelli conseguiti dai distributori obbligati; in continua crescita è anche la partecipazione e il volume di risparmi conseguiti dai soggetti con *energy manager* (SEM, ammessi dal 2008), sia in valore assoluto, sia in percentuale sul totale;
- l'aumento costante dei tassi di risparmio che, negli ultimi tre anni d'obbligo, sono cresciuti in media, su base mensile, da 165.000 tep a 238.000 a 251.000 tep, con un picco di circa 330.000 tep/mese registrato nei primi cinque mesi del 2011; la rilevanza dei volumi di risparmio certificati si può apprezzare anche in termini relativi, rispetto ai consumi energetici nazionali, se si considera che i 9,66 Mtep complessivamente certificati dall'inizio del meccanismo al 31 maggio 2011 rappresentano una riduzione dell'1,6-1,7% dei consumi nazionali sia di gas naturale che di energia elettrica;
- il graduale riequilibrio nella ripartizione degli interventi tra il settore civile e quello industriale, con una continua crescita dei risparmi energetici realizzati in quest'ultimo (quadruplicati in sei anni);
- l'efficacia e la vivacità dei mercati di scambio dei TEE nei quali, nell'ultimo anno d'obbligo, è complessivamente passato di mano un volume di titoli superiore del 30% rispetto a quello di TEE emessi nello stesso periodo, è ulteriormente cresciuta la liquidità e si sono ulteriormente ridotte sia la volatilità dei prezzi, sia grado di concentrazione della domanda e dell'offerta;
- sebbene i prezzi medi ponderati di scambio in borsa si siano confermati in crescita raggiungendo, in alcune sessioni, anche livelli superiori a quelli del contributo tariffario riconosciuto nell'anno, se nell'analisi vengono inclusi anche gli scambi bilaterali (attraverso i quali è stato negoziato il 65% dei TEE oggetto di scambio nell'anno) i prezzi medi ponderati risultano sempre costantemente inferiori al contributo tariffario, come negli anni precedenti, sebbene con margini in riduzione; la curva *forward* dei valori di mercato dei TEE nei contratti bilaterali stipulati dai soggetti obbligati conferma, sino ad oggi, prezzi medi ponderati per l'anno 2011 più bassi del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati.

Inoltre nel corso dell'anno si è apprezzata una sensibile riduzione della propensione a "bancare" TEE da parte di tutti i soggetti volontari (società di servizi energetici, soggetti con *energy manager* e *traders*), che aveva alimentato timori nei distributori obbligati: i SEM hanno venduto quasi la totalità dei TEE conseguiti, i *traders* hanno annullato quasi del tutto il *banking* effettuato

negli anni precedenti ed anche le SSE hanno ceduto TEE in quantità nettamente superiore rispetto a quella ottenuta nell'anno dai progetti presentati all'Autorità.

Si conferma infine il buon funzionamento del meccanismo anche nel rendere disponibili dati e informazioni utili per valutare sia il grado di efficienza energetica delle apparecchiature e dei processi d'uso dell'energia diffusi nel Paese, sia le produzioni di energia termica, agevolando in tal modo il monitoraggio dei progressi compiuti nel raggiungimento degli obiettivi che il Paese deve conseguire al 2020 e la definizione delle politiche più idonee alla progressiva riduzione della distanza da tali obiettivi.

Tra le ombre, si conferma la crescente difficoltà del sistema nel raggiungere gli obiettivi nazionali di risparmio energetico fissati dal DM 21 dicembre 2007, emersa a partire dall'anno d'obbligo 2008 (primo anno sul quale ha inciso il DM, con un aumento degli obiettivi precedentemente fissati dal Legislatore).

A fronte di tale difficoltà, il *Rapporto* presenta le previsioni aggiornate sull'evoluzione dell'offerta di TEE in rapporto agli obiettivi previsti per l'anno d'obbligo in corso (2011) e per quello successivo (2012). Rispetto alle simulazioni presentate nell'ultimo *Rapporto* periodico pubblicato dall'Autorità (*Secondo Rapporto Statistico Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010*) la situazione migliora in modo significativo: sulla base dei 3 Scenari e delle ipotesi evolutive descritte nel Capitolo 3, alla data di chiusura dell'anno 2011 (31 maggio 2012), l'offerta di TEE sarà in grado di soddisfare circa il 65% dell'obiettivo per quell'anno, ossia di superare la soglia prevista dalla normativa che consente di compensare la quota residua l'anno successivo senza incorrere in sanzioni; alla chiusura dell'anno d'obbligo 2012 (31 maggio 2013) i TEE di cui si prevede l'emissione saranno in grado, oltre che di consentire la totale compensazione della quota residua dell'obiettivo 2011, di soddisfare il 60% circa dell'obiettivo 2012, superando dunque, anche in questo caso, la soglia minima per compensare le inadempienze nell'anno successivo senza incorrere in sanzioni.

Nonostante si siano adottate ipotesi conservative nel disegnare gli Scenari sui quali si basano queste previsioni di sviluppo dell'offerta di TEE, queste ultime sono soggette ad alcune incertezze di carattere normativo e, segnatamente:

- l'impatto della mancanza di obiettivi per gli anni successivi al 2012 sulla propensione a presentare nuovi progetti e, soprattutto, sulla propensione ad investire in nuovi interventi strutturali, ossia che generano i maggiori risparmi energetici complessivi per il Paese e che si è inteso promuovere con l'aggiornamento della regolazione tecnica del meccanismo effettuato dall'Autorità con deliberazione 27 ottobre 2011, EEN 9/11 (cosiddette *nuove Linee guida*);
- l'impatto sullo sviluppo dell'offerta di TEE dei nuovi meccanismi di incentivazione che sono stati gradualmente aggiunti al sistema dei titoli di efficienza energetica, sia in termini di effettivo grado di erosione del bacino di interventi che possono accedere ai titoli, sia in termini di incertezze applicative che possono rallentare o ostacolare l'accesso all'uno o all'altro strumento; in particolare nel *Rapporto*, oltre ad illustrare la complessità e l'onerosità per il Paese derivanti dalla coesistenza dei diversi sistemi di sostegno all'efficienza energetica introdotti dal 2004 in poi, ci si sofferma sulle interazioni tra i TEE e il nuovo meccanismo di incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento di cui al DM 5 settembre 2011, e tra i TEE e il futuro "conto energia termica" previsto dal D.Lgs n. 28/11;
- le incertezze relative al modello di *governance* del meccanismo, parzialmente modificato dal D.Lgs n. 28/11, che ha rimandato a futuri decreti attuativi il completamento di tali modifiche; ne deriva un aumento del numero di soggetti coinvolti nella regolazione e nella gestione del sistema, con conseguenti difficoltà di coordinamento, incertezze per gli operatori, allungamento dei tempi decisionali, difficoltà di gestione e pianificazione per le amministrazioni coinvolte; al contempo non viene prevista un'unica istituzione che garantisca l'equilibrio tecnico-economico complessivo del sistema, svolgendo funzioni di validazione e

controllo di coerenza. Ne deriva il rischio di squilibri, con conseguenze negative in termini di risparmi energetici conseguiti o conseguibili e/o aumento dei costi complessivi di gestione a carico della collettività.

Le stesse incertezze condizionano la capacità del meccanismo dei TEE di contribuire al conseguimento degli obiettivi che il Paese si è posto di conseguire nel più lungo termine (Pacchetto 20-20-20 al 2020) e di farlo giovandosi della capacità – propria dei soli strumenti di mercato - di raggiungere tali obiettivi al costo minimo per la collettività, sfruttando i vantaggi del *trading* e di un ambito di applicazione molto esteso.

Questo quadro di incertezze in rapporto al ruolo effettivo che si vorrà attribuire al meccanismo dei TEE tra gli strumenti per conseguire in modo economicamente efficiente gli obiettivi al 2020, si inserisce in un contesto europeo caratterizzato dalla pubblicazione, nel giugno 2011, della *Proposta di nuova Direttiva in materia di efficienza energetica* che, al contrario, prevede tra gli strumenti di punta per conseguire tali obiettivi proprio quello dei certificati bianchi (art. 6), prevedendo metodologie di quantificazione dei risultati conseguiti perfettamente coerenti con le metodologie di calcolo sviluppate dall'Autorità nell'ambito del sistema dei TEE e, in particolare, con le *nuove Linee guida* approvate nell'ottobre 2011.

# Capitolo 1 - L'evoluzione del quadro di riferimento normativo e regolatorio nel corso del sesto anno d'obbligo

## 1.1 Introduzione

Il 2010 è stato il sesto anno di operatività del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nonché il primo anno del suo secondo periodo di attuazione (2010-2012).

Le principali evoluzioni del quadro normativo e regolatorio intervenute nel corso del primo quinquennio (2005-2009, conclusosi il 31 maggio 2010) sono state riassunte nel precedente *Rapporto Annuale* (Capitolo 1). Nel presente Capitolo viene illustrata l'evoluzione del quadro di riferimento normativo e regolatorio nel corso del sesto anno d'obbligo (dal giugno 2010 al maggio 2011). Le novità normative e regolatorie intervenute dal giugno 2011 sino alla data di pubblicazione del *Rapporto* sono invece illustrate e commentate nel Capitolo 3, unitamente alle prospettive future per il meccanismo e ai principali elementi di criticità.

Il successivo Capitolo 2, invece, illustra nel dettaglio e commenta i risultati conseguiti nel sesto anno d'obbligo (parte dei quali sono stati inclusi, ma non commentati, nei precedenti due *Rapporti Statistici Intermedi relativi all'anno d'obbligo 2010*).

L'analisi dei principali indicatori conferma le due tendenze generali già osservate in passato:

- la crescente partecipazione delle società di servizi energetici (sia in termini di numero di aziende attive, che di progetti presentati, di risparmi certificati e di titoli scambiati);
- la difficoltà nel raggiungere gli obiettivi nazionali di risparmio fissati dal Legislatore con il DM 21 dicembre 2007 (i cui segnali erano già stati evidenziati nei precedenti *Rapporti*).

## 1.2 L'evoluzione del quadro normativo

---

Il D. Lgs. n. 28/11

---

Il 3 marzo 2011 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Decreto Legislativo n. 28 recante "*Attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011.

Il Capo III del D. Lgs. (artt. 27-32) è riferito all'incentivazione degli interventi di efficienza energetica e di produzione di calore da fonti rinnovabili. In particolare, l'articolo 27 del decreto introduce un nuovo meccanismo di sostegno dedicato agli interventi di piccole dimensioni di cui al successivo articolo 28 (il cosiddetto nuovo "*conto energia termica*", di seguito anche "*CET*") che vengono esclusi dal campo di applicazione dei titoli di efficienza energetica. Per quanto riguarda il meccanismo dei TEE il decreto conferma la previsione di interventi di riforma di carattere generale, la cui attuazione resta demandata a futuri decreti ministeriali, e interviene su alcuni aspetti operativi, modificando la precedente disciplina. Più in particolare, il provvedimento ribadisce che con i decreti attuativi già previsti dal precedente D.Lgs n. 115/08 verranno stabilite le modalità di raccordo degli obblighi in capo alle imprese di distribuzione agli obiettivi nazionali di efficienza energetica, e prevede che:

- i nuovi incentivi per gli interventi di piccole dimensioni (CET) dovranno assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio ed essere commisurati alla produzione

termica o ai risparmi energetici generati e saranno erogati, a beneficio degli interventi realizzati a partire dal 2012, dal Gestore dei Servizi Energetici (di seguito: GSE) sulla base di contratti di diritto privato stipulati con il "soggetto responsabile dell'impianto";

- l'attuazione di quanto sopra, la definizione di requisiti tecnici minimi, dell'entità degli incentivi, delle relative modalità di erogazione e di monitoraggio e delle condizioni di cumulo con altri incentivi pubblici avverrà con successivi decreti ministeriali, e che entro tre mesi dall'entrata in vigore del primo di questi decreti l'Autorità dovrà definire lo schema di contratto tipo tra il GSE e il "soggetto responsabile dell'impianto"; in aggiunta l'Autorità dovrà definire le modalità con cui gli oneri del nuovo meccanismo trovano copertura sulle tariffe del gas naturale, inclusi i costi sostenuti da Enea e GSE per l'attuazione delle attività previste dal D.Lgs e non coperti da altre risorse;
- in materia di TEE, è disposto il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione dei risparmi energetici, la cui attuazione è demandata ad un successivo decreto; con successivo decreto saranno anche approvate almeno 15 nuove schede tecniche standardizzate predisposte dall'Enea, sarà raccordato il periodo di diritto ai TEE con la vita utile degli interventi,; saranno definite modalità per ridurre tempi e adempimenti per l'ottenimento dei TEE, saranno stabiliti nuovi criteri per la determinazione del contributo tariffario per il conseguimento degli obblighi;
- sempre in materia di TEE, i risparmi ottenuti nel settore dei trasporti con interventi oggetto delle nuove schede tecniche predisposte da Enea sono equiparati ai risparmi di gas naturale e che, ai fini del conseguimento degli obblighi (ma non del rilascio di TEE), sono considerati ammissibili anche gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale oggetto delle medesime schede tecniche;
- successivamente all'emanazione dei provvedimenti attuativi di cui sopra in materia di CET, sarà abrogato quanto disposto dal D.Lgs. n. 115/08 (art. 6, commi 3 e 4) in materia di cumulabilità tra i diversi meccanismi di incentivazione dell'efficienza energetica, inclusi i TEE.

Per quanto riguarda il nuovo "conto energia termica", dagli elementi generali delineati nell'art. 28 del D.Lgs, emerge l'obiettivo di introdurre, per gli interventi più piccoli e diffusi sul territorio, un sistema di incentivazione la cui applicazione risulti agevole e diretta anche per soggetti non specializzati (quali gli utenti domestici o talune pubbliche amministrazioni) – analogamente, dunque, a quanto avveniva con le detrazioni fiscali del 55%, di cui all'epoca non era certo il rinnovo – ma che, a differenza del 55%, abbia carattere di strutturalità, ossia che possa essere permanente o quasi. Il primo obiettivo viene perseguito dal D.Lgs evitando che gli incentivi siano necessariamente riconosciuti agli utenti finali solo tramite l'intermediazione svolta da un distributore oppure una società di servizi energetici (come avviene nel meccanismo dei TEE). Il secondo obiettivo viene perseguito prevedendo il finanziamento del CET a valere sulle tariffe del gas naturale.

### **1.3 L'attività di regolazione e di gestione**

Nel sesto anno d'obbligo, l'attività di regolazione svolta dall'Autorità si è concentrata su:

- revisione e aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del sistema;
- sviluppo di nuove nuove schede tecniche per la quantificazione semplificata dei risparmi energetici conseguiti dai progetti sviluppati dagli operatori;
- aggiornamento, ove necessario, delle schede tecniche già in vigore.

L'attività di gestione ha riguardato:



- la valutazione e certificazione dei progetti di risparmio energetico presentati dagli operatori, svolta anche con il supporto di ENEA nell'ambito del regime di avvalimento introdotto con apposita Convenzione<sup>1</sup>;
- l'aggiornamento del contributo tariffario previsto per i distributori obbligati, in applicazione di quanto disposto dalla deliberazione n. 219/04;
- la verifica di conseguimento degli obiettivi in capo ai distributori per l'anno 2009 e per quello 2010 (incluso il rispetto dell'obbligo di compensazione della quota residua dell'obiettivo dell'anno precedente) e l'erogazione del corrispondente contributo tariffario;
- la determinazione degli obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori per l'anno 2011, ripartendo l'obiettivo nazionale definito dal DM 21 dicembre 2007 in base ai criteri stabiliti dallo stesso decreto;
- alcune istruttorie formali per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per mancata trasmissione da parte dei distributori obbligati dei dati necessari per la definizione degli obiettivi di risparmio; per il mancato conseguimento da parte di taluni distributori di tutti o di parte degli obiettivi di risparmio energetico loro assegnati; per l'accertamento di violazioni di provvedimenti prescrittivi nei confronti di soggetti titolari di progetti di risparmio energetico ai quali sono stati rilasciati TEE.

---

Consultazione  
su proposte di  
revisione della  
regolazione

---

Come anticipato nell'ultimo Capitolo del *Quinto Rapporto Annuale*<sup>2</sup>, con deliberazione 24 novembre 2010, EEN 19/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione e l'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo dei TEE, con la finalità di potenziarne l'efficacia, valorizzando l'esperienza nel frattempo maturata, nonché di riordino e semplificazione delle regole e delle procedure attuative.

Nell'ambito di tale procedimento, in data 1° dicembre 2010, è stato pubblicato il documento di consultazione DCO 43/10, nel quale sono state presentate proposte con l'obiettivo generale di affrontare le criticità e cogliere i margini di miglioramento sia nel breve, sia nel medio-lungo periodo, in attesa della determinazione degli obiettivi nazionali da conseguire negli anni successivi al 2012, in coerenza con gli impegni derivanti dalla Direttiva 2006/32/CE e dal Pacchetto 20-20-20 al 2020. In particolare, le proposte erano orientate a:

- aumentare, a parità di costo per i consumatori, gli incentivi agli investimenti nelle tecnologie più strutturali, ossia con una vita tecnica medio-lunga e che, dunque, producono risparmi energetici complessivamente maggior rispetto agli interventi di diffusione di tecnologie con vita tecnica inferiore;
- promuovere la diffusione dell'offerta di servizi energetici integrati e lo sviluppo di nuovi modelli di *business* che consentano di superare alcuni ostacoli (di natura informativa ed economica) che ancora limitano la scelta delle tecnologie più efficienti da parte dei consumatori;
- prevenire comportamenti speculativi da parte degli operatori, che aumenterebbero il costo del meccanismo per i consumatori a parità di obiettivi conseguiti o, comunque, che ostacolerebbero lo sviluppo equilibrato del meccanismo;
- modificare i criteri di ripartizione degli oneri derivanti dal meccanismo tra le tariffe elettriche e quelle del gas naturale, al fine di favorire una maggiore prevedibilità del gettito annuo necessario, e di tenere conto di alcune evoluzioni normative intervenute successivamente alla definizione dei criteri in vigore.

---

<sup>1</sup> Convenzione di avvalimento stipulata con deliberazione 11 gennaio 2006 n. 4/06, e rinnovata con deliberazione 26 maggio 2009, GOP 26/09, nelle more dell'adozione dei provvedimenti previsti dal decreto legislativo n. 115/08. La Convenzione approvata con delibera GOP 26/09 prevede la possibilità di passare dal regime di avvalimento a quello di affidamento ad Enea. Tale passaggio ad oggi non è ancora avvenuto.

<sup>2</sup> Cf. Capitolo 3, paragrafo 3.2

In considerazione della complessità degli argomenti proposti, il periodo di consultazione si è chiuso il 30 gennaio e dopo tale data gli uffici dell'Autorità hanno svolto incontro tecnici con enti e associazioni di categoria finalizzati ad approfondire ulteriormente alcuni aspetti emersi dai molti commenti scritti pervenuti<sup>3</sup>.

A seguito dell'analisi dei commenti ricevuti alle proposte di nuove schede tecniche avanzate nel documento per la consultazione 7 luglio 2010, DCO 22/10<sup>4</sup>, l'Autorità ha:

- approvato una nuova scheda tecnica di tipo standard riferita ad interventi di installazione di pompe di calore elettriche per la produzione di acqua calda sanitaria in impianti nuovi ed esistenti (cf. deliberazione 15 novembre 2010, EEN 15/10);
- predisposto un nuovo documento di consultazione (DCO 44/10 del 1° dicembre 2010), nel quale sono state presentate proposte di ulteriori nuove schede tecniche e approcci metodologici e, in particolare:
  - o una proposta di nuova scheda tecnica standardizzata per la realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione delle gallerie autostradali ed extraurbane principali;
  - o due proposte di nuove schede tecniche standardizzate, rispettivamente per realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di strade veicolari e per interventi di efficientamento energetico dell'involucro edilizio, evoluzione degli approcci metodologici precedentemente presentati nel citato DCO 22/10;
  - o due proposte di nuovi approcci metodologici per la successiva elaborazione di schede tecniche relative all'installazione in ambito domestico di dispositivi per la connettività a larga banda e ad interventi di installazione di gruppi statici di continuità ad alta efficienza (quest'ultima nata da una proposta della Fire); la scelta di proporre alla consultazione approcci metodologici e non schede tecniche già definite è stata dettata dal grado di innovazione dei temi trattati e dall'incompletezza del quadro informativo e normativo sottostante; in particolare, si è ritenuto utile diffondere le proposte metodologiche al fine di raccogliere le informazioni necessarie al completamento delle schede tecniche attraverso il coinvolgimento degli operatori dei settori tecnologici interessati.

Tenuto conto dei contributi ricevuti dagli operatori, con successiva deliberazione 5 maggio 2011, EEN 4/11, sono state approvate tre nuove schede tecniche di tipo standardizzato, relative a:

- realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di gallerie autostradali ed extraurbane principali;
- realizzazione di nuovi sistemi di illuminazione ad alta efficienza per strade destinate al traffico motorizzato;
- installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza in sistemi di illuminazione esistenti per strade destinate al traffico motorizzato, attraverso una metodologia semplificata rispetto a quella di cui al precedente alinea, applicabile in alcune situazioni specifiche.

Le schede approvate sono state sviluppate dagli uffici dell'Autorità con il supporto della società RSE S.p.a. (nell'ambito della Ricerca di Sistema) e alcune di esse sono nate dall'approfondimento di proposte presentate all'Autorità dagli operatori.

Contestualmente all'approvazione delle tre schede è stata aggiornata la normativa tecnica di riferimento e ampliato l'ambito di applicazione della scheda tecnica n. 17\* (relativa all'installazione di regolatori di flusso luminoso negli impianti adibiti ad illuminazione esterna) ed

---

<sup>3</sup> Il provvedimento conclusivo (nuove Linee guida) è stato approvato nell'ottobre 2011, tenuto conto degli elementi emersi da una seconda consultazione nel mese di settembre; il provvedimento finale ha tenuto conto anche delle novità nel frattempo intervenute e, segnatamente, di quanto previsto dal D.Lgs n. 28/11 approvato nel marzo 2011 e dal DM 5 settembre 2011 in materia di cogenerazione ad alto rendimento; si veda in proposito il successivo Cap. 3.

<sup>4</sup> Per maggiori dettagli sulle proposte si veda il *Quinto Rapporto Annuale* sui TEE.

è stata revocata la scheda tecnica n. 18\*, il cui ambito di applicazione è stato 'assorbito' da quello delle schede di nuova approvazione.

I contributi ricevuti dalla consultazione e le ulteriori analisi effettuate con il supporto della società RSE S.p.a. (nell'ambito della Ricerca di Sistema) hanno anche consentito di finalizzare due nuove schede per l'efficientamento energetico dell'involucro edilizio. Tuttavia, tenuto conto delle novità nel frattempo introdotte dal D.Lgs n. 28/11 e, segnatamente, della previsione che Enea sviluppasse proposte di nuove schede tecniche anche in relazione a tali interventi (cf. art. 29 e 30), della prevista introduzione di un conto energia termica per gli interventi di efficienza energetica e produzione termica da fonte rinnovabile di piccole dimensioni (cf. art. 27, comma 1, e art. 28), si è deciso di attendere le evoluzioni normative su questi fronti al fine di meglio coordinare l'azione con le altre istituzioni interessate.

Con deliberazione 6 ottobre 2010, EEN 14/10, sono state infine aggiornate alcune schede tecniche (correzione di alcuni errori materiali relative alle schede tecniche nn. 21-bis e 22-bis e integrazione della scheda tecnica n. 26, con la precisazione della tempistica di validità).

---

#### Verifica obiettivi 2009

---

Entro il 31 maggio 2010 i distributori obbligati hanno consegnato all'Autorità i TEE per la verifica di conseguimento dell'obiettivo aggiornato per l'anno 2009. Ventiquattro dei 67 distributori soggetti agli obblighi sono risultati totalmente adempienti, e ulteriori 40 hanno raggiunto la quota del 60% prevista dalla normativa al fine di poter compensare la quota residua l'anno successivo senza incorrere in sanzioni. Tre operatori sono invece risultati inadempienti in misura sanzionabile secondo la normativa; in particolare:

- la società Si.Di.Gas S.p.A. di Avellino non ha inviato alcuna comunicazione ed è di conseguenza risultata totalmente inadempiente sia all'obiettivo annuale 2009, sia all'obbligo di compensazione dell'inadempienza all'obiettivo annuale 2008; nei confronti della società è stata dunque avviata un'istruttoria per l'accertamento della violazione e l'irrogazione delle sanzioni previste dalla normativa per tali violazioni (delibera 26 luglio 2010, VIS 82/10 e delibera 22 settembre 2010, VIS 106/10)
- la società A.M.Gas S.p.A. di Foggia ha adempiuto ad una percentuale del proprio obiettivo 2009 superiore al 60%, ma non ha compensato la quota residua dell'obiettivo annuale 2008; nei suoi confronti è stata dunque avviata una istruttoria formale per l'accertamento della violazione e per l'irrogazione delle relative sanzioni amministrative pecuniarie (delibera 28 luglio 2010, VIS 84/10);
- la società A.M.GAS S.p.A. di Bari ha conseguito una quota del proprio obiettivo 2009 inferiore al 60% e nei suoi confronti è stata pertanto avviata un'istruttoria per l'accertamento della violazione e per l'irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie previste dalla normativa per tali violazioni (delibera 28 luglio 2010 VIS 84/10).

A valle delle verifiche di cui sopra, con deliberazione 2 settembre 2010, EEN 12/10, l'Autorità ha autorizzato Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ad erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di circa 215 milioni di euro, pari a 88,92 euro per ogni TEE di tipo I, II o III consegnato. Circa 147 milioni di euro di tale contributo sono a valere sul *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*, mentre i restanti 68 milioni di euro sono finanziati dalle risorse del *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*.

In aggiunta ai TEE consegnati ai fini dell'adempimento dell'obbligo 2009, al 1° giugno 2010 risultavano registrati sui conti proprietà di tutti i soggetti ammessi ad operare nel meccanismo ulteriori TEE, per un volume complessivo di TEE disponibili (consegnati + posseduti) pari al 6,5% del target 2009.

Gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati per l'anno 2011 sono stati determinati dall'Autorità con deliberazione 22 novembre 2010, EEN 18/10. In applicazione dei criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale definiti dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ed in base ai dati comunicati dai soggetti interessati in adempimento alla delibera n. 344/07, l'obiettivo complessivo di 5,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) è stato ripartito tra 12 distributori di energia elettrica (per un totale di 3,1 Mtep) e 53 di gas naturale (per un totale di 2,2 Mtep). Rispetto agli anni precedenti si registra un distributore di gas soggetto agli obblighi per la prima volta.

In attuazione di quanto stabilito dalla deliberazione 29 dicembre 2008, EEN 36/08, relativamente ai criteri per l'aggiornamento annuale del valore del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico, la deliberazione 15 novembre 2010, EEN 16/10, ha definito pari a 93,68 €/tonnellata equivalente di petrolio il valore del contributo per gli obiettivi di risparmio energetico relativi al 2011. Tale valore risulta di 1,46 € più elevato rispetto al contributo per l'anno precedente, in ragione della riduzione registrata nei prezzi medi dell'energia nel periodo ottobre 2009 – settembre 2010 rispetto ai dodici mesi precedenti (-1,6% circa), peraltro minore di quella registrata nell'anno precedente.

Secondo quanto disposto dall'art. 8, comma 1, del DM 21 dicembre 2007, l'Autorità ha predisposto e pubblicato nel settembre 2010 il *Secondo Rapporto Statistico Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2009*, nell'aprile 2011 il *Primo Rapporto Statistico Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010* e nel settembre 2011 il *Secondo Rapporto Statistico Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010* (PAS 9/11 e PAS 11). I *Rapporti* contengono informazioni e statistiche relative all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per Regione e divise per ciascuna delle schede standardizzate e analitiche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi.

Tutti i *Rapporti intermedi* presentano, nella prima parte, i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e, nella seconda parte, venti schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Con delibera 26 gennaio 2011, VIS 6/11, è stato avviato un procedimento per l'adozione di un provvedimento sanzionatorio nei confronti della società di servizi energetici Escoitalia S.r.l. per accertare la violazione della delibera dell'Autorità 6 maggio 2010, EEN 10/10 e, nel caso, irrogare la relativa sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95. Con la citata delibera EEN 10/10, l'Autorità aveva intimato alla società di restituire i titoli di efficienza energetica che aveva ottenuto indebitamente come emerso, in piccola parte, a seguito della (tardiva) correzione di un errore materiale da parte della stessa e, in larga parte, da una verifica ispettiva condotta dagli uffici dell'Autorità.

Con delibera 9 febbraio 2011, EEN 2/11, in ottemperanza alla sentenza del Tribunale amministrativo Regionale della Lombardia n. 7659/2010 e tenuto conto delle decisioni del Consiglio di Stato nn. 1634 e 1635 del 2010, l'Autorità ha riconosciuto alla società TEP Energy Solutions S.r.l. titoli di efficienza energetica corrispondenti ai risparmi *effettivamente* conseguiti in esito ad un progetto di distribuzione di kit per il risparmio idrico attraverso la preventiva distribuzione di buoni omaggio ai consumatori. In particolare, tenuto conto dei principi statuiti dal Consiglio di Stato nelle richiamate decisioni e, in particolare, che "A seguito di una corretta istruttoria, l'AEEG mantiene integro il potere (e il dovere) di fissare il numero di certificati bianchi spettanti in base al tasso di ritorno effettivo [dei buoni omaggio distribuiti]" in quanto "i risparmi energetici derivanti dalla realizzazione dei progetti di efficienza energetica devono essere effettivi, altrimenti i certificati bianchi, rilasciati a fronte di un mancato risparmio, porterebbero al risultato paradossale, opposto all'obiettivo per cui sono nati, di consentire un aumento del

*consumo energetico, con evidente danno per l'umanità e l'ambiente a livello globale*, l'Autorità ha riconosciuto alla società risparmi energetici commisurati all'effettivo tasso di utilizzo dei buoni omaggio da parte dei consumatori finali e, dunque, effettivamente richiesti ed installati.

A chiusura dell'istruttoria avviata con delibera 18 gennaio 2010, VIS 2/10, per violazione dell'obbligo di comunicazione dei dati necessari per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico dell'anno 2010, con delibera 5 maggio 2011, VIS 57/11, è stata irrogata una sanzione amministrativa pecuniaria alla società Si.Di.Gas S.p.A.

# Capitolo 2 - I risultati del sesto anno d'obbligo

## 2.1 I soggetti interessati

L'obiettivo nazionale di risparmio energetico fissato dal DM 21 dicembre 2007 per l'anno 2010 andava ripartito tra le imprese di distribuzione alle cui reti erano allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2008 sulla base di quanto disposto dal medesimo decreto. In applicazione di tale criterio, l'Autorità ha identificato 72 imprese di distribuzione soggette agli obblighi di risparmio energetico, 13 delle quali operano nel settore dell'energia elettrica (per un obiettivo totale di 2,4 Mtep) e 59 nel settore del gas naturale (per un obiettivo complessivo di 1,9 Mtep).

Ai distributori obbligati si aggiungevano 319 imprese di distribuzione dell'energia elettrica e/o di gas naturale che, pur non soggette ad alcun obbligo di risparmio energetico nel corso dell'anno, erano ammesse ad operare nell'offerta di TEE; come già osservato nei *Rapporti Annuali* precedenti, si tratta di un numero in costante diminuzione nel corso degli ultimi anni, in ragione delle numerose operazioni di aggregazione avvenute tra gli operatori, soprattutto nel settore del gas naturale. Dei distributori non obbligati solo 14 hanno effettivamente ottenuto direttamente TEE.

Insieme alle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, possono alimentare l'offerta di TEE i soggetti accreditatisi presso l'Autorità come "*società di servizi energetici*" mediante dichiarazione sostitutiva resa ai sensi del d.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445/2000 e, dal gennaio 2008, i soggetti che hanno nominato un *energy manager* ai sensi della legge n.10/91.

Al 31 maggio 2011 risultavano accreditati come "*società di servizi energetici*" (di seguito: SSE) 1913 soggetti, con un aumento del 11% rispetto all'anno precedente. Si osserva, tuttavia, che di questi soggetti solo 297 (il 16% di quelli accreditati) hanno ottenuto TEE, 66 in più di quelli già attivi un anno prima (si veda la Figura 2.1 per l'andamento di questi valori dall'inizio del meccanismo; si rimanda al *Quinto Rapporto Annuale* per i motivi alla base di questo fenomeno, del tutto estranei al meccanismo). La Figura 2.2 mostra la ripartizione geografica delle 297 SSE che hanno presentato richieste di verifica e certificazione, evidenziando come circa la metà sia localizzata nelle regioni del Nord, un terzo al centro e solo il 16% al Sud.

Le imprese di distribuzione

Le società di servizi energetici (SSE)

FIGURA 2.1

Evoluzione nel periodo 2005-2010 del numero di società di servizi energetici accreditate, di quelle 'attive' e del rapporto percentuale tra i due. In media si registrano incrementi annui pari a 267 nuove aziende accreditate e 48 nuove aziende attive. (Fonte: elaborazione su dati Autorità)

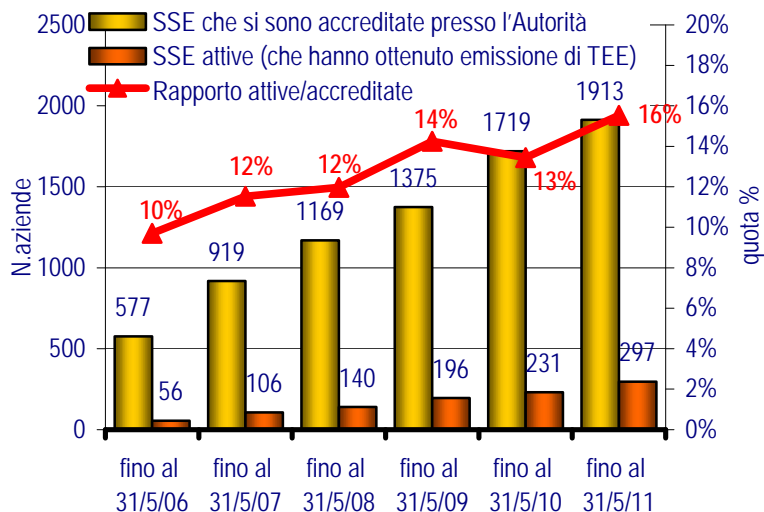
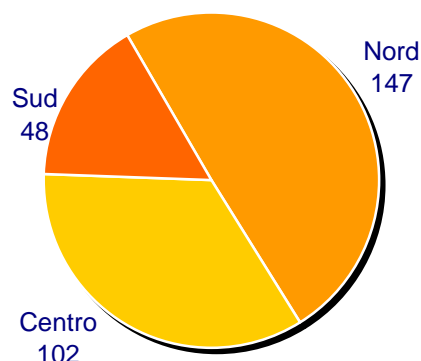




FIGURA 2.2

Numero di società di servizi energetici 'attive' localizzate nelle regioni del Nord, Centro e Sud  
(Fonte: elaborazione su dati Autorità)



I soggetti con energy manager (SEM)

La partecipazione al meccanismo dei soggetti adempienti all'obbligo di nomina dell'*energy manager* (di seguito: SEM), pur contenuta rispetto alle SSE, risulta in netta crescita rispetto ai due anni precedenti. Trentotto di questi potenziali operatori hanno presentato la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà per l'accreditamento (con un incremento del 90% rispetto all'anno precedente); 12 dei soggetti registratisi (circa il 33% del totale) hanno ottenuto il rilascio di TEE alla data del 31 maggio 2011.

Per quanto riguarda la natura dei SEM "attivi" si rileva che: 6 sono grandi gruppi industriali, 3 sono gestori di strutture del settore terziario (alberghi, centri sportivi, aeroporti), 2 sono aziende ex municipalizzate e un solo è un'amministrazione pubblica provinciale.

## 2.2 Obiettivi assegnati e conseguiti nell'anno d'obbligo 2010

Gli obiettivi assegnati

La Tabella 2.1 riporta i distributori che erano soggetti agli obblighi di risparmio energetico nell'anno 2010 e i rispettivi obiettivi specifici annuali, sulla base di quanto determinato dall'Autorità con delibera 21 dicembre 2009, EEN 25/09, come modificata e integrata dalla delibera 11 gennaio 2010, EEN 1/10.

Nel complesso l'obiettivo nazionale assegnato per l'anno 2010, è stato pari a 4.300.000 tep, di cui 2.400.000 tep in capo ai 13 distributori di energia elettrica e 1.900.000 tep ai 59 distributori di gas naturale.

TABELLA 2.1 – Ripartizione degli obiettivi nazionali 2010 tra i soggetti obbligati

DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA	Obiettivo di risparmio assegnato per il 2010 (tep)	Percentuale dell'obiettivo totale assegnato
Enel Distribuzione S.p.a., Roma	2.085.134	86,9%
A2A Reti Elettriche S.p.a, Milano	106.094	4,4%
ACEA Distribuzione S.p.a, Roma	99.149	4,1%
AEM Torino Distribuzione S.p.a., Torino	28.014	1,2%
Hera S.p.a, Bologna	19.946	0,8%
SET Distribuzione S.p.a., Rovereto (Trento)	13.937	0,6%
AGSM Distribuzione S.p.a., Verona	11.289	0,5%
Azienda Energetica Reti S.p.a., Bolzano	8.793	0,4%
Enia S.p.a., Parma	8.239	0,3%
Acegas-Aps S.p.a, Trieste	6.977	0,3%
Deval S.p.a., Aosta	5.091	0,2%
A.I.M. Servizi a Rete S.p.a., Vicenza	4.207	0,2%
ASM Terni S.p.a., Terni	3.130	0,1%
<b>Totale</b>	<b>2.400.000</b>	<b>100,0%</b>

DISTRIBUTORI DI GAS NATURALE	Obiettivo di risparmio assegnato per il 2010 (tep)	Percentuale dell'obiettivo totale
Società Italiana per il Gas per Azioni, Torino	436.447	23,0%
Enel Rete Gas S.p.a., Milano	231.641	12,2%
HERA S.p.a., Bologna	147.896	7,8%
A2A Reti Gas S.p.a., Milano	122.282	6,4%
E.On Rete S.r.l., Mantova	75.971	4,0%
Toscana Energia S.p.a., Firenze	67.480	3,6%
Enia S.p.a., Parma	62.178	3,3%
Ascopiave S.p.a., Pieve di Soligo (Treviso)	50.499	2,7%
Italcogim Reti S.p.a., Milano	48.232	2,5%
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.a., Torino	43.540	2,3%
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi	36.286	1,9%
Napoletana Gas S.p.a., Napoli	35.252	1,9%
Arcalgas Progetti S.p.a., Milano	34.991	1,8%
Acegas-APS S.p.a., Trieste	30.164	1,6%
Genova Reti Gas S.p.a., Genova	25.150	1,3%
ACSM-AGAM S.p.a., Monza	21.287	1,1%
Consiag Reti S.r.l., Prato	20.850	1,1%
Gelsia Reti S.r.l., Seregno (Milano)	20.670	1,1%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.a., Crema (Cremona)	19.841	1,0%
AS Retigas S.r.l., Mirandola (Modena)	19.393	1,0%
SGR Reti S.p.a., Rimini	19.301	1,0%
AGSM Distribuzione S.r.l., Verona	19.240	1,0%
Edison D.G. S.p.a., Selvazzano Dentro (Padova)	18.124	1,0%
Dolomiti Energia S.p.a., Rovereto (Trento)	17.314	0,9%
Aemme Linea Distribuzione S.r.l., Legnano (Milano)	14.328	0,8%
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine	14.207	0,7%
COINGAS S.p.a., Arezzo	13.045	0,7%
Multiservizi S.p.a., Ancona	11.963	0,6%
Intesa Distribuzione S.r.l., Siena	11.762	0,6%
A.I.M. Servizi a Rete S.r.l., Vicenza	11.562	0,6%
Erogasmet S.p.a., Roncedelle (Brescia)	11.530	0,6%
Gas Plus Reti S.r.l., Milano	10.722	0,6%
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (Torino)	10.098	0,5%
Molteni S.p.a., Roncadelle (Brescia)	9.919	0,5%
Marche Multiservizi S.p.a., Pesaro	9.866	0,5%
Pasubio Group S.r.l., Schio (Vicenza)	9.830	0,5%
Lario Rete Holding S.p.A., Lecco	9.740	0,5%
Unigas Distribuzione S.r.l., Orio al Serio (Bergamo)	9.352	0,5%
GESAM S.p.a., Lucca	9.213	0,5%
S.I.Me. Società Impianti Metano S.p.a., Crema (Cremona)	8.992	0,5%
IRIS - Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.a., Gorizia	8.872	0,5%
Prealpi Gas S.r.l., Busto Arsizio (Varese)	8.502	0,4%
TEA S.E.I. S.r.l. - Servizi Energetici Integrati, Mantova	7.658	0,4%
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.a., Acquaviva d. F. (Bari)	7.049	0,4%
ACAM Gas S.p.a., La Spezia	6.936	0,4%
Nuovenergie Distribuzione S.r.l., Milano	6.431	0,3%
Azienda Municipale del Gas S.p.a., Bari	6.324	0,3%
A.S.A. Azienda Servizi Ambientali S.p.a., Livorno	6.196	0,3%
S.i.di.gas S.p.a., Avellino	5.642	0,3%
A.M.A.G. S.p.a., Alessandria	5.417	0,3%
AMG Energia S.p.a., Palermo	5.247	0,3%
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara	4.579	0,2%
S.ME.DI.GAS S.p.a., S. Gregorio di Catania (Catania)	3.975	0,2%



DISTRIBUTORI DI GAS NATURALE	Obiettivo di risparmio assegnato per il 2010 (tep)	Percentuale dell'obiettivo totale
Gasdotti Azienda Siciliana S.p.a., Palermo	3.441	0,2%
AMGAS S.p.a., Foggia	2.987	0,2%
Azienda Multiservizi Casalese S.p.a., Casale Monferrato (AL)	2.975	0,2%
Salerno Energia Distribuzione S.p.a., Salerno	2.871	0,2%
Mediterranea Energia S.p.a., Forlì	2.811	0,1%
Azienda Multiservizi Valenzana S.p.a., Valenza (AL)	1.928	0,1%
<b>Totale</b>	<b>1.900.000</b>	<b>100,0%</b>

La verifica dell'obiettivo 2010

La Tabella 2.2 riassume i risultati della verifica di conseguimento di tali obiettivi, effettuata dall'Autorità sulla base dei TEE consegnati dai distributori entro il 31 maggio 2011. I TEE consegnati sono risultati coprire il 62,3% dell'obiettivo 2010, oltre a consentire la compensazione di 39 delle 41 inadempienze all'obiettivo 2009. La quota di inadempienza all'obiettivo 2010 deriva dal fatto che:

- 3 distributori gas (S.I.Di.Gas di Avellino, Mediterranea Energia di Forlì e AMV di Valenza) non hanno inviato alcuna comunicazione inerente l'anno d'obbligo; nei confronti delle tre società sono pertanto stati avviati procedimenti per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi della normativa, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza nell'anno successivo (delibera 28 luglio 2011, VIS 80/11);
- 38 distributori (5 elettrici e 33 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di titoli inferiore al proprio obiettivo 2010, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa, ovvero della possibilità di compensare l'inadempienza l'anno successivo senza incorrere in sanzioni qualora si sia raggiunta una quota dell'obiettivo di propria competenza pari o superiore al 60%; alcuni di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009;
- altri 5 distributori (1 elettrico e 4 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 60% del proprio obiettivo. In particolare: per quanto riguarda Genova Reti Gas l'inadempienza è relativa ad una percentuale molto ridotta del proprio obiettivo (<1%); Enel Distribuzione (cui spetta la quota di gran lunga più rilevante dell'obiettivo nazionale assegnato ai distributori elettrici, pari a quasi 2,1 milioni di tep) ha raggiunto circa il 52% del proprio obiettivo; gli altri tre distributori gas hanno conseguito una percentuale compresa tra il 33% e il 20% del proprio target. Quattro di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009.

Nei confronti dei distributori inadempienti all'obbligo di compensazione e/o ad una quota dell'obiettivo 2010 superiore al 60%, sono stati avviati procedimenti per l'accertamento delle violazioni e l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza all'obiettivo 2010 nell'anno successivo (delibera 2 agosto 2011, VIS 81/11).

In aggiunta a quanto sopra, le società S.I.Di.Gas di Avellino e A.M.Gas di Bari non hanno adempiuto all'obbligo di compensazione, rispettivamente, del proprio obiettivo 2009 e della quota residua del proprio obiettivo 2009. Tali violazioni sono state oggetto di avvisi di procedimento per l'accertamento della violazione e l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie (delibera VIS 80/11 e VIS 81/11).

TABELLA 2.2 – Risultati della verifica di adempienza agli obiettivi 2010  
(DE = distributore di energia elettrica; DG = distributore di gas naturale)

Distributore obbligato	Obiettivo 2010 (tep)	Inadempienza %
Società Iripina Distribuzione Gas S.p.A., Avellino [DG] *	5.642	100,0%
Mediterranea Eneriga Soc. Cons. a r.l. , Forlì [DG] *	2.811	100,0%
AMV S.p.A. – Azienda Multiservizi Valenzana, Valenza [DG] *	1.928	100,0%
Edison D.G. S.p.A., Selvazzano Dentro (PD) [DG]	14.498	80,0%
Prealpi Gas S.r.l., Busto Arsizio (VA) [DG]	6.765	79,6%
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine [DG]	9.653	67,9%
Enel Distribuzione S.p.A., Roma [DE]	1.006.884	48,3%
Genova Reti Gas S.r.l., Genova [DG]	10.198	40,5%
SET Distribuzione S.p.A., Trento [DE]	5.575	40,0%
Pasubio Group S.r.l., Schio (VI) [DG]	3.932	40,0%
ASM Terni S.p.A., Terni [DE]	1.252	40,0%
G6 RETE GAS S.p.A., Milano [DG]	33.289	40,0%
AS Retigas S.r.l., Mirandola (MO) [DG]	7.757	40,0%
Dolomiti Reti S.p.A., Rovereto (TN) [DG]	6.925	40,0%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.A., Crema (CR) [DG]	7.936	40,0%
GESAM S.p.A., Lucca [DG]	3.685	40,0%
Azienda Energetica S.p.A.-Etschwerke AG, Bolzano [DE]	3.517	40,0%
2i Gas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l., Mantova [DG]	30.386	40,0%
Deval S.p.A., Aosta [DE]	2.036	40,0%
Napoletana Gas S.p.A., Napoli [DG]	14.096	40,0%
AMG Energia S.p.A., Palermo [DG]	2.098	40,0%
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi [DG]	14.506	40,0%
A.M.A.G. S.p.A., Alessandria [DG]	2.165	40,0%
Società Italiana per il Gas S.p.A., Torino [DG]	174.412	40,0%
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara [DG]	1.829	39,9%
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (TO) [DG]	4.030	39,9%
Erogasmet S.p.A., Roncedelle (BS) [DG]	4.601	39,9%
Acegas-APS S.p.A., Trieste [DE]	12.035	39,9%
Aemme linea distribuzione S.r.l., Abbiategrasso (MI) [DG]	5.716	39,9%
Acegas-APS S.p.A., Trieste [DG]	2.783	39,9%
Estra Reti Gas S.r.l. , Arezzo [DG]	18.161	39,8%
AMGAS S.p.A. Foggia [DG]	1.187	39,7%
Molteni S.p.A., Roncadelle (BS) [DG]	3.940	39,7%
NEWCO Energia S.r.l., Gorizia [DG]	3.515	39,6%
Marche Multiservizi S.p.a., Pesaro [DG]	3.866	39,2%
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.A., Torino [DG]	16.996	39,0%
SGR Reti S.p.A., Rimini [DG]	7.477	38,7%
Iren Emilia S.p.A., Reggio nell'Emilia [DG]	23.787	38,3%
Enel Rete Gas S.p.a., Milano [DG]	86.826	37,5%
ACAM Gas S.p.A., La Spezia [DG]	2.572	37,1%
ACSM - AGAM S.p.A., Monza [DG]	7.047	33,1%
A.I.M. Servizi a Rete S.r.l., Vicenza [DG]	3.602	31,2%
Azienda Servizi Ambientali S.p.A., Livorno [DG]	1.696	27,4%
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.A., Acquaviva (BA) [DG]	2.577	17,8%
A2A Reti Gas S.p.A., Brescia [DG]	20.588	16,8%
A2A Reti Elettriche S.p.A., Brescia [DE]	16.723	15,8%

\* La società non ha inviato alcuna comunicazione ai sensi della delibera n. 98/06

A fronte degli esiti di cui sopra, con deliberazione 3 novembre 2011, EEN 10/11, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ai fini della corresponsione del

contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2010, per complessivi 190.669.000 euro a valere sul *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*, e ulteriori 135.070.115 euro a valere sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*.

Per l'assolvimento agli obblighi dei primi sei anni di attuazione del meccanismo (pari a complessivi 10.801.054 tep), dunque, sono stati complessivamente annullati 9.122.447 TEE così ripartiti:

- 6.182.887 TEE di tipo I (attestanti la riduzione di consumi di energia elettrica);
- 2.205.280 TEE di tipo II (attestanti la riduzione di consumi di gas naturale);
- 734.280 TEE di tipo III (attestanti la riduzione di consumi di combustibili solidi, liquidi e di altri combustibili gassosi non per impieghi di autotrazione).

La successiva Tabella 2.3 evidenzia il volume di titoli ancora presenti sui conti proprietà dei distributori obbligati dopo la chiusura dell'anno d'obbligo 2010, pari a 71.696, ossia al 1,7% dell'obiettivo complessivamente assegnato per quell'anno.

La Tabella 2.3 mostra inoltre che al 1° giugno 2011 sui conti proprietà di tutte le SSE (indipendentemente dalla loro terzietà rispetto ai distributori e alle loro controllate) e dei SEM erano registrati 412.877 TEE, equivalenti al 9,6% dell'obiettivo complessivamente assegnato per quell'anno. Una giacenza, dunque, molto inferiore a quella registrata dodici mesi prima (19,4%), di circa un terzo in termini assoluti e del 50% in termini percentuali. La successiva Tabella 2.4 fornisce ulteriori dettagli in merito alle quantità di TEE ancora presenti sui conti proprietà di SSE e SEM dopo la chiusura dell'anno d'obbligo 2010, inclusa la ripartizione per tipologie di TEE.

*TABELLA 2.3 – TEE ancora presenti sui conti proprietà di diversi gruppi di soggetti al 1° giugno 2011*

Conti intestati a:	tipo I	tipo II	tipo III	TOTALE
Distributori obbligati	2.093.609	993.654	516.629	3.603.892
<i>di cui è stato richiesto annullamento</i>	<i>2.067.545</i>	<i>966.604</i>	<i>498.047</i>	<i>3.532.196</i>
<i>di cui disponibili dopo annullamenti</i>	<i>26.064</i>	<i>27.050</i>	<i>18.582</i>	<i>71.696</i>
Distributori non obbligati	1.149	53	291	1.493
SSE	292.776	82.838	35.918	411.532
SEM	98	1.105	142	1.345
altri soggetti (trader, ecc.)	8.117	394	67	8.578
<b>TEE ancora presenti sui conti dopo annullamenti</b>	<b>328.204</b>	<b>111.440</b>	<b>55.000</b>	<b>494.644</b>

*TABELLA 2.4 – Calcolo del rapporto tra TEE ancora disponibili sui conti proprietà di tutte le SSE e SEM al 1° giugno 2011 e obiettivi assegnati per l'anno 2010*

	tipo I	tipo II + tipo III	TOTALE
<b>TEE ancora posseduti da SSE e SEM</b>	<b>292.874</b>	<b>120.003</b>	<b>412.877</b>
	DM elettrico	DM gas	TOTALE
<b>Obiettivi 2010</b>	<b>2.400.000</b>	<b>1.900.000</b>	<b>4.300.000</b>
<b>Rapporto</b>	<b>12,2%</b>	<b>6,3%</b>	<b>9,6%</b>

Si conferma dunque l'aspetto critico già evidenziato in passato in merito al meccanismo di aggiornamento degli obiettivi futuri previsto dal DM 21/12/2007: dopo la chiusura dell'anno d'obbligo i titoli ancora disponibili sui conti di SSE e SEM superavano la soglia del 5% dell'obiettivo prevista dal DM, malgrado il fatto che, complessivamente, i titoli disponibili non fossero sufficienti ai distributori per adempiere ai propri obblighi. L'eventuale traslazione sugli obiettivi degli anni successivi del volume di TEE corrispondenti ai titoli registrati sui conti di SSE e SEM al 1° giugno 2011 (al di sopra della soglia del 5%) non sarebbe pertanto stata opportuna.

## 2.3 I risparmi energetici certificati

Dal 1° giugno 2010 al 31 maggio 2011 l'Autorità ha certificato, anche avvalendosi del supporto dell'ENEA, risparmi energetici pari a 3.019.504 tep, richiedendo al Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME) l'emissione di TEE così ripartiti:

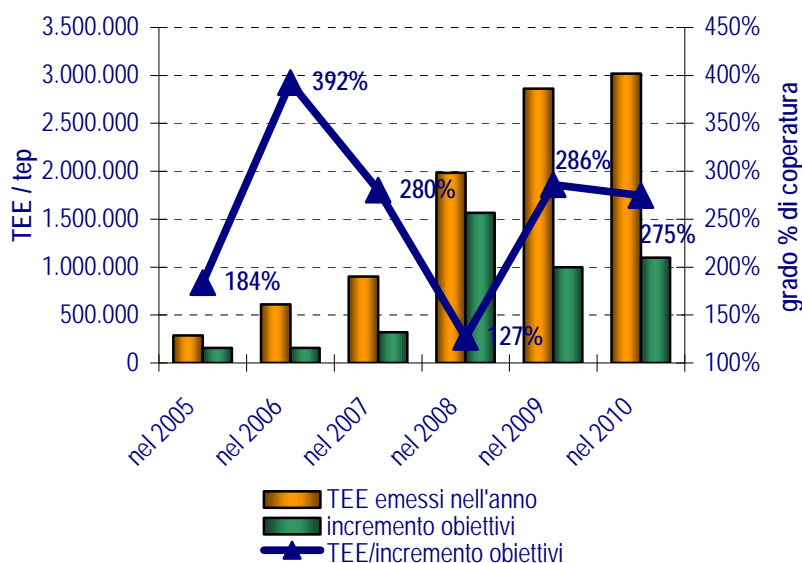
- 1.659.795 di tipo I (attestanti la riduzione di consumi di energia elettrica);
- 886.761 di tipo II (attestanti la riduzione di consumi di gas naturale);
- 472.948 di tipo III (attestanti la riduzione di consumi di combustibili solidi, liquidi e di altri combustibili gassosi).

Nel complesso, dunque, il numero di TEE di cui è stata richiesta l'emissione al GME nel periodo considerato è risultato, per il terzo anno d'obbligo consecutivo, inferiore all'obiettivo complessivamente assegnato per quell'anno, in misura ancora più marcata di quanto avvenuto nei due anni precedenti (il 70% rispetto all'89-90%). Inoltre per la prima volta, anche tenendo conto dei TEE emessi nel periodo precedente e non annullati per le verifiche di conseguimento degli obiettivi del quinquennio 2005-2009, i TEE complessivamente *disponibili* al 31 maggio 2011 risultavano comunque inferiori all'obiettivo assegnato.

Malgrado questo deficit di disponibilità di TEE rispetto al fabbisogno, la Figura 2.3 evidenzia come il sesto anno d'obbligo sia stato caratterizzato da una sostanziale invarianza rispetto all'anno precedente del rapporto tra TEE emessi in dodici mesi e il contestuale incremento degli obiettivi, un indice del notevole grado di "vivacità" degli operatori.

FIGURA 2.3

Abbondanza relativa di TEE emessi rispetto all'incremento degli obiettivi (Fonte: elaborazione su dati Autorità)



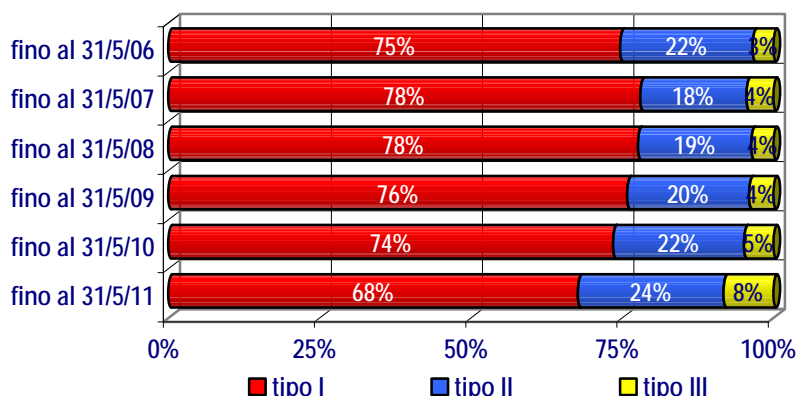
Nell'analizzare questi dati va sottolineata l'influenza esercitata dall'intervento di incremento degli obiettivi 2008 e 2009 effettuato dal DM 21 dicembre 2007 (con un incremento complessivo pari a 1,1 Mtep). In particolare, nel caso in cui gli obiettivi non fossero stati incrementati, i 9,66 Mtep complessivamente certificati alla fine di maggio 2011 sarebbero risultati esattamente sufficienti per coprire gli obiettivi assegnati nei primi sei anni. Il *trend* di crescita degli obiettivi nazionali annuali sembrerebbe dunque essere stato troppo pronunciato in rapporto alle capacità di generare risparmi energetici dimostrate dal sistema.

Per quanto riguarda, invece, l'abbondanza relativa di TEE delle tre tipologie, dalla Figura 2.4 si può notare, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, un ridimensionamento della quota di risparmi di energia elettrica in favore di quote di risparmio più significative per gas naturale e, soprattutto, per gasolio e altri combustibili, evidenziando una risposta degli operatori lato offerta

all'estensione del contributo tariffario alle tipologie di intervento che consentono il risparmio di queste forme di energia.

FIGURA 2.4

Evoluzione nel tempo delle ripartizioni percentuali tra le tre tipologie di TEE  
(Fonte: elaborazione su dati Autorità)



I soggetti che hanno presentato progetti

La Tabella 2.5 riporta la variazione nella ripartizione percentuale dei TEE complessivamente certificati<sup>5</sup> nei cinque anni di funzionamento del meccanismo tra le diverse categorie di soggetti ammessi al rilascio dei titoli.

TABELLA 2.5 – Evoluzione nel tempo delle attività dei diversi soggetti coinvolti

Tipologia di soggetto	Percentuale di TEE certificati rispetto al totale					
	fino a 31/5/06	fino a 31/5/07	fino a 31/5/08	fino a 31/5/09	fino a 31/5/10	fino a 31/5/11
Distributori elettrici obbligati	9,1%	6,1%	11,4%	9,8%	7,8%	7,0%
Distributori gas obbligati	23,8%	9,4%	10,1%	8,4%	7,7%	6,7%
Distributori non obbligati	2,5%	12,2%	1,9%	1,0%	0,4%	0,5%
Società di Servizi Energetici (SSE)	64,6%	72,3%	76,6%	80,8%	83,5%	81,3%
Soggetti con Energy Manager (SEM)	-	-	-	0,1%	0,6%	4,5%
<b>Totale complessivo</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

L'analisi di questi dati fornisce un'ulteriore conferma della tendenza già evidenziata nell'ambito dei precedenti *Rapporti Annuali*, relativamente al progressivo aumento della quota di TEE rilasciati a progetti presentati da soggetti non obbligati: i risparmi energetici certificati in favore di soggetti volontari sono ormai più di sei volte superiori a quelli certificati ai distributori obbligati, malgrado il fatto che negli ultimi tre anni il numero di questi ultimi sia più che raddoppiato per effetto dell'abbassamento della soglia dell'obbligo da 100.000 a 50.000 clienti finali allacciati. Si osserva, inoltre, come si sia contratta per la prima volta la quota percentuale di risparmi certificati alle SSE in favore di un drastico incremento della quota di risparmi certificati ai soggetti SEM (passati in un anno dallo 0,6% al 4,5%).

## 2.4 I progetti realizzati

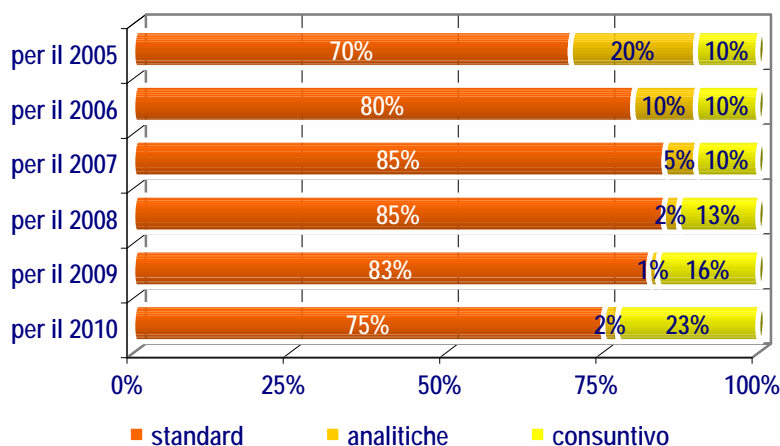
I dati di dettaglio relativi alla ripartizione dei risparmi conseguiti tra le tre metodologie di valutazione previste dalle *Linee guida* sono già stati riportati nel *Secondo Rapporto Statistico*

<sup>5</sup> Si tenga presente che, per effetto del breve scarto temporale che può intercorrere dall'autorizzazione all'emissione dei TEE all'effettiva emissione degli stessi da parte del GME, i dati relativi ai TEE effettivamente emessi in un certo periodo possono discostarsi leggermente da quelli relativi ai risparmi certificati. Nel testo, per semplicità e tenuto conto che questo scarto risulta comunque marginale, si parla sempre di risparmi e di TEE certificati.

*Intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010.* In questa sede è interessante valutare quale sia stata l'evoluzione nel tempo di questa ripartizione (cfr. Figura 2.5).

FIGURA 2.5

Evoluzione nel tempo della ripartizione percentuale dei risparmi certificati tra le tre metodologie di valutazione previste dalle Linee guida (deliberazione EEN 9/11) (Fonte: elaborazione su dati Autorità)



La Figura 2.5 mostra il ruolo ancora preponderante svolto dalla metodologia di valutazione standardizzata, la più semplice da applicare per i soggetti titolari di progetto, ma conferma la netta tendenza alla crescita di importanza dei risparmi certificati con metodi a consuntivo (passati in tre anni dal 10% al 23% del totale), per i quali è necessaria la redazione e approvazione preliminare di una proposta metodologica articolata (la cosiddetta "proposta di progetto e programma di misura").

Questa tendenza è correlata alla crescita costante della quota di risparmi energetici certificati ad interventi realizzati nel settore industriale, quadruplicata in sei anni: un settore nel quale è necessario ricorrere alla valutazione a consuntivo in ragione della difficile standardizzabilità dei comportamenti e delle prestazioni dei processi produttivi (cf. Figura 2.6).

La Figura 2.6 conferma anche un'ulteriore tendenza manifestatasi nell'anno d'obbligo precedente: il contributo percentuale fornito dagli interventi sugli usi elettrici nel settore civile (sostituzione di lampadine ed elettrodomestici con modelli a basso consumo, ecc.) tende a ridursi, scendendo sotto il livello registrato nel secondo anno<sup>6</sup>. Rimangono invece stabili rispetto agli anni passati i contributi legati a produzione e distribuzione di energia in ambito civile (sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento), interventi sugli usi termici nel medesimo settore (installazione di dispositivi per la riduzione dei consumi idrici, sostituzione di caldaie e scaldabagno con modelli ad alto rendimento, interventi sull'involucro edilizio, ecc.) e illuminazione pubblica, pari rispettivamente al 2%, 22% e 3% del totale.

Analizzando in dettaglio i soli risparmi energetici certificati nel corso dell'anno d'obbligo 2010, si evidenzia come i miglioramenti di efficienza energetica nel settore industriale siano arrivati a rappresentare la quota maggiore: il 29% nel periodo giugno-dicembre 2010 e il 40% nel periodo gennaio-maggio 2011<sup>7</sup>.

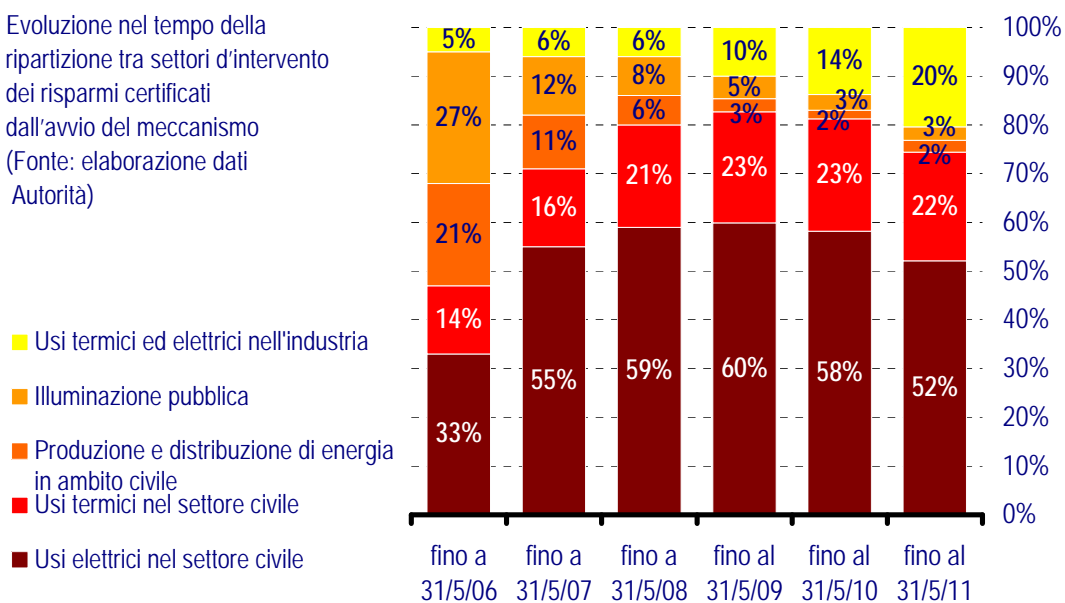
<sup>6</sup> A tale proposito è importante sottolineare come parte di questo risultato sia da attribuire anche agli effetti conseguenti le revisioni apportate alla scheda tecnica n. 1 (con le deliberazioni n. 18/07 e EEN 4/08) e alla revoca della scheda n. 12 (con la EEN 4/08) (cf. Tabella 1.1).

<sup>7</sup> Dati tratti dalla Figura 5 riportata nel Primo e nel Secondo Rapporto Statistico intermedio relativo all'anno d'obbligo 2010 (PAS 9/11 e PAS 18/11).



FIGURA 2.6

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo (Fonte: elaborazione dati Autorità)



E' importante osservare che il contributo relativo delle diverse tipologie di intervento al volume complessivo di TEE emessi è fortemente influenzato dai criteri di contabilizzazione dei risparmi energetici conseguiti. In particolare, come noto, nel regime in vigore fino al sesto anno d'obbligo, i risparmi energetici generati dai diversi interventi sono stati contabilizzati e, dunque, hanno concorso al conseguimento degli obiettivi, per un numero massimo di 5 anni nella maggior parte dei casi (fatta eccezione per gli interventi di riduzione dei consumi per la climatizzazione), indipendentemente dalla vita tecnica effettiva delle tecnologie installate. Questo significa che gli interventi più strutturali, pur continuando a generare risparmi energetici anche oltre il quinto anno di 'vita utile', dal sesto anno in poi non hanno più avuto diritto all'emissione di TEE e, dunque, contribuito al conseguimento degli obblighi. Se, al contrario, questo fosse avvenuto, la ripartizione dei risparmi di cui sopra sarebbe stata in parte differente, sia in una visione statica (ossia a parità di numero e caratteristiche degli interventi realizzati), sia in una logica dinamica, in quanto il livello di incentivazione degli interventi più strutturali sarebbe stato superiore e questo avrebbe probabilmente concorso anche ad aumentarne il numero. Come si vedrà più avanti, con l'aggiornamento delle Linee guida (effettuato con la deliberazione 27 ottobre 2011 EEN 9/11) l'Autorità ha introdotto criteri di valorizzazione dei risparmi energetici generati nell'arco dell'intera vita tecnica degli interventi coerenti, al contempo, con la disposizione normativa che prevede il rilascio dei TEE per un numero di anni prefissato (cosiddetta "vita utile" che, come si è ricordato, è pari a 5 anni per la maggior parte degli interventi).

## 2.5 Il mercato dei TEE

Al 31 maggio 2011 gli operatori iscritti e operativi nel Registro dei titoli di efficienza energetica risultavano 346 (+19% rispetto a dodici mesi prima).

L'ammontare di titoli movimentati nei 12 mesi precedenti il 31 maggio 2011 (nel mercato organizzato o attraverso contrattazione bilaterale) è stato pari a 3.952.973 TEE, un valore equivalente a circa il 92% degli obiettivi assegnati per il 2010. Si tratta di un volume complessivo del 36% superiore a quello registrato nell'anno precedente (tra il 1° giugno 2009 e il 31 maggio 2010) e che, dunque, evidenzia un incremento annuo di poco superiore a quello registrato negli obiettivi nazionali, come mostrano i dati riportati nella seguente Tabella 2.6.

TABELLA 2.6 – Confronto interannuale tra gli obiettivi assegnati e gli scambi conclusi, con valutazione degli incrementi percentuali  
(Fonte: elaborazioni AEEG su dati GME)

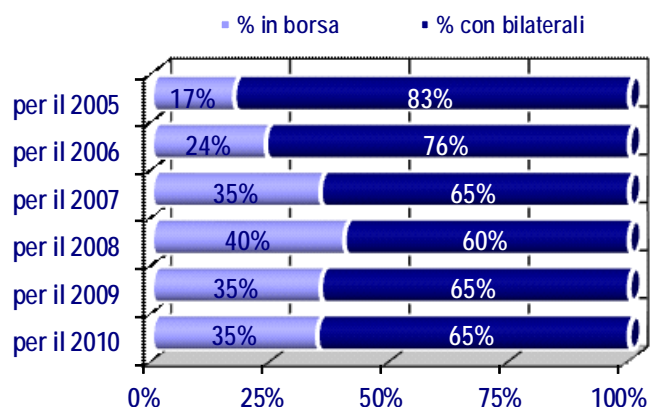
	per il 2005	per il 2006	per il 2007	per il 2008	per il 2009	per il 2010
Obiettivi assegnati	155.911	311.758	633.382	2.200.003	3.200.000	4.300.000
% incremento obiettivi	-	100%	103%	247%	45%	34%
TEE scambiati	145.567	472.637	861.674	2.099.842	2.913.390	3.952.973
% incremento volume	-	225%	82%	144%	39%	36%
% scambi/obiettivo	93%	152%	136%	95%	91%	92%

Quanto emerso nel precedente paragrafo 2.2 relativamente al non completo raggiungimento degli obiettivi assegnati per il 2010 da parte di alcuni distributori, suggerisce di approfondire le dinamiche di scambio dei TEE e le strategie adottate dai diversi operatori (distributori obbligati e soggetti volontari).

Per la terza volta dall'avvio del meccanismo, i TEE scambiati nell'ambito delle 48 sessioni di scambio del mercato organizzato svoltesi nel periodo considerato (1.372.962 TEE) rappresentano il 35% del totale, mentre il restante 65% è stato oggetto di contrattazione bilaterale (2.581.106 TEE). Rispetto agli anni precedenti si registra, dunque, un consolidamento nella ripartizione delle preferenze tra borsa e bilaterali: tramite contratti OTC viene negoziato un volume di TEE quasi doppio rispetto a quello negoziato nel mercato *spot*, come mostrato nella successiva Figura 2.7.

FIGURA 2.7

Ripartizione percentuale tra borsa e bilaterali dei titoli scambiati annualmente dal 2005 al 2010 (Fonte: elaborazioni AEEG su dati GME).

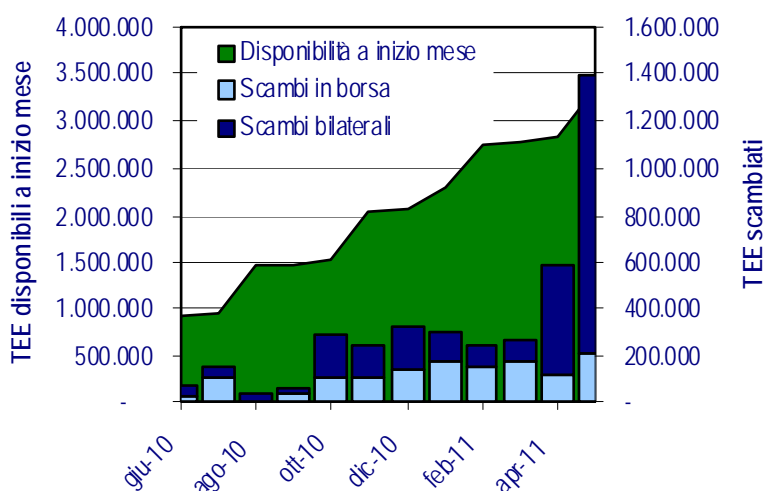


Un'analisi dell'andamento su base mensile degli scambi effettuati, a fronte dell'ammontare di TEE complessivamente disponibili sui conti proprietà nel periodo considerato, conferma alcuni aspetti già evidenziati nel *Quarto* e nel *Quinto Rapporto Annuale* (cfr. Figura 2.8):

- l'andamento temporale delle emissioni è chiaramente marcato dai quattro mesi nei quali avvengono le emissioni automatiche trimestrali legate ai progetti standardizzati (luglio, ottobre, gennaio e aprile);
- non si rileva alcuna apprezzabile correlazione tra i volumi scambiati e i volumi disponibili o emessi (nel mese precedente o in quello in corso);
- quasi il 70% degli scambi è avvenuto nel corso dei cinque mesi precedenti la verifica di conseguimento degli obiettivi 2010 e quasi il 50% solo negli ultimi due mesi;
- negli ultimi due mesi risulta particolarmente alto il volume di scambi bilaterali (in rapporto di quasi 5:1 con i volumi scambiati in borsa, rispetto a rapporti poco superiori a 1:1 negli altri cinque bimestri).



FIGURA 2.8  
Evoluzione nel tempo degli scambi di titoli tra giugno 2010 e maggio 2011  
(Fonte: elaborazioni AEEG su dati GME).



La borsa dei TEE

In Tabella 2.7 sono riportati dati di sintesi relativi alle 48 sessioni di borsa, mostrando la ripartizione tra le tre tipologie di TEE e i relativi prezzi di riferimento.

Un confronto con il precedente anno d'obbligo evidenzia un'ulteriore crescita del volume medio di scambi per ogni sessione di contrattazione, che è passato da valori medi pari 18.049 e 21.481 TEE/sessione nei due anni precedenti, al valore di 28.591 TEE/sessione nel periodo giugno 2010 - maggio 2011, con una punta di oltre 107.000 TEE/sessione (pari a circa il 2,5% dell'obiettivo annuale) registrata nel mese di dicembre 2010.

TABELLA 2.7 – Dati riassuntivi relativi alle 48 sessioni di mercato svoltesi tra il 1 giugno 2010 e il 31 maggio 2011  
(Fonte: elaborazioni AEEG su dati GME)

	Tipo I	Tipo II	Tipo III	TOTALI
Scambiati	889.390	370.906	112.066	1.372.362
Controvalore totale	€ 86.523.965	€ 36.055.180	€ 11.020.926	€ 133.600.040
Prezzo minimo*	€ 91,15	€ 91,14	€ 91,00	€ 91,00
Prezzo massimo*	€ 109,85	€ 109,87	€ 110,34	€ 110,34
Prezzo medio	€ 97,28	€ 97,21	€ 98,34	€ 97,35

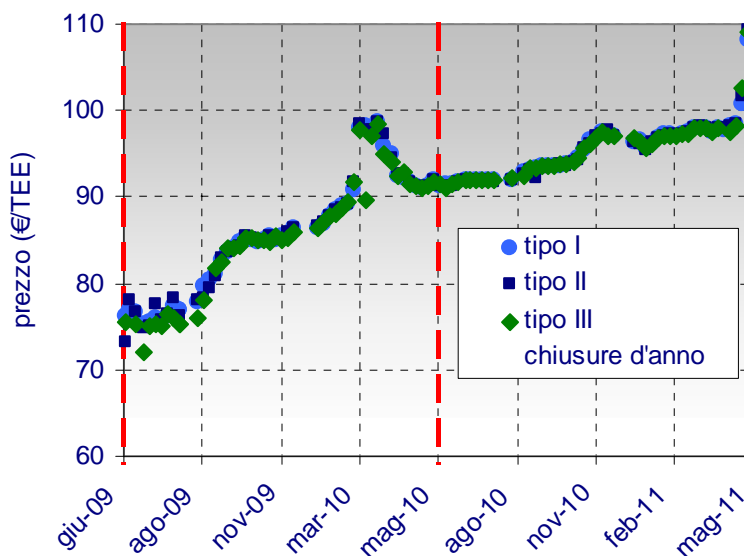
\* Si osservi che prezzi minimi e massimi indicati si riferiscono alla serie dei valori medi per sessione e non alle singole transazioni

La Figura 2.10 mostra l'andamento dei prezzi delle tre tipologie di titoli, ormai tra loro del tutto allineati, nel corso degli ultimi due anni d'obbligo. Come nell'anno precedente, si conferma sempre estremamente contenuta la volatilità dei prezzi medi di scambio in borsa.

Il grafico mostra altresì come i prezzi nel mercato *spot* abbiano proseguito nel corso dei dodici mesi oggetto di analisi la progressiva e costante crescita già avviata nell'anno precedente, raggiungendo un picco di 110 €/TEE nell'ultima sessione dell'anno. Nel corso dell'anno molte sessioni di borsa si sono chiuse con prezzi medi di riferimento superiori al valore del contributo tariffario unitario fissato per quell'anno (le ultime 37 sessioni) e al valore già definito per l'anno successivo (in 31 sessioni svoltesi tra ottobre 2010 e maggio 2011).

FIGURA 2.10

Andamento dei prezzi dei TEE in borsa da giugno 2010 a maggio 2011 (Fonte: elaborazioni su dati GME).



Come illustrato più nel dettaglio nelle pagine successive, anche nel sesto anno d'obbligo il confronto tra prezzi medi di scambio e contributo tariffario risulta assai diverso se vengono considerati anche gli scambi effettuati tramite contrattazione bilaterale.

Per quanto riguarda il grado di concentrazione della domanda e dell'offerta di titoli sulla borsa, i dati presentati nei *Rapporti Semestrali* del GME evidenziano come il fronte della domanda (costituita principalmente, ma non esclusivamente, dai distributori obbligati) permanga nettamente più concentrato rispetto al fronte dell'offerta (costituito principalmente dalle SSE) (cfr. dati riportati nella seguente Tabella 2.8).

TABELLA 2.8 – Indici di concentrazione nella borsa dei TEE:  
 C3 rappresenta la quota di titoli venduti/acquistati dai primi 3 operatori rispetto al totale;  
 C10 rappresenta la quota di titoli venduti/acquistati dai primi 10 operatori rispetto al totale;  
 (Fonte: dati GME)

	Indici di concentrazione	I sem 2010	II sem 2010	I sem 2011
Concentrazione lato domanda	C3	55,05%	58,88%	52,56%
	C10	76,11%	85,17%	76,36%
Concentrazione lato offerta	C3	24,98%	21,35%	34,85%
	C10	51,80%	50,60%	61,24%

La Tabella 2.9 riporta i dati principali relativi agli scambi bilaterali, adottando una struttura confrontabile con quella utilizzata nella precedente Tabella 2.7 e relativa agli scambi in borsa. I dati evidenziano due aspetti già segnalati nel precedente *Rapporto*:

- valori dei prezzi medi di scambio nettamente più bassi di quelli registrati in borsa (con scarti compresi tra 2 e 24 €/TEE al variare della tipologia di titolo);
- prezzi ancora diversificati tra le tre tipologie di titoli, a differenza di quanto osservato a tale proposito per il mercato organizzato.

Rimane contenuta la rilevanza dei volumi di titoli scambiati a prezzi sostanzialmente nulli (compresi tra a 0 e 0,2 €/TEE), le cui motivazioni sono da ricercarsi in scambi di titoli tra società del medesimo gruppo industriale e in accordi commerciali che prevedono la cessioni di titoli a rimborso totale o parziale di prestazioni rese nell'ambito degli interventi che li hanno generati<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> La maggior parte delle transazioni a prezzi molto contenuti e 'fuori scala' e risulta comunque a vantaggio dei distributori obbligati, che operano da compratori.

Gli scambi bilaterali

TABELLA 2.9 – Dati riassuntivi relativi agli scambi bilaterali conclusi tra giugno 2010 e maggio 2011  
(Fonte: elaborazioni AEEG su dati GME)

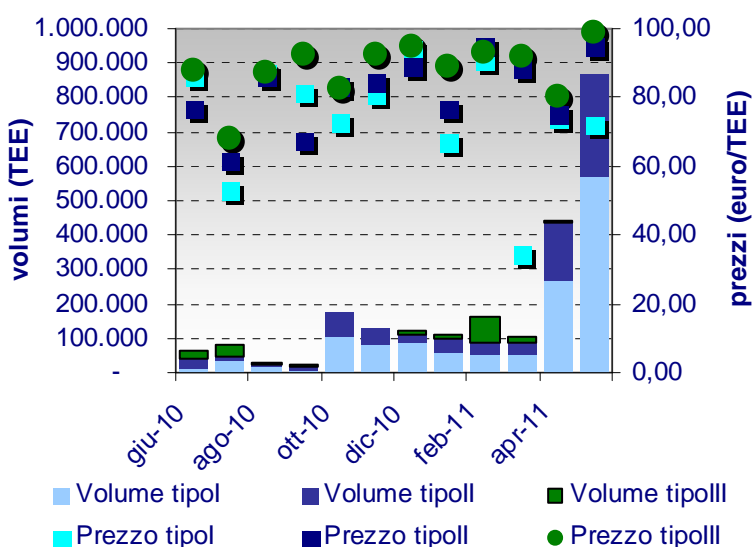
	Tipo I	Tipo II	Tipo III	TOTALE
Scambiati	1.343.790	774.926	462.390	2.581.106
Controvalore totale	€ 98.668.567	€ 66.235.652	€ 44.540.045	€ 209.444.264
Prezzo minimo*	€ 34,40	€ 61,62	€ 67,76	€ 34,40
Prezzo massimo*	€ 94,23	€ 94,81	€ 99,12	€ 99,12
Prezzo medio	€ 73,43	€ 85,47	€ 96,33	€ 81,15

\* Si osservi che prezzi minimi e massimi indicati si riferiscono alla serie dei valori medi mensili e non alle singole transazioni

La Figura 2.11 mostra l'andamento nel tempo dei prezzi di scambio attraverso contrattazioni bilaterali.

FIGURA 2.11

Andamento dei volumi e dei prezzi di scambio dei TEE tramite accordi bilaterali da giugno 2010 a maggio 2011  
(Fonte: elaborazioni su dati GME).



Come ricordato nel Capitolo 1 del *Quinto Rapporto Annuale*, la deliberazione n. 345/07 ha introdotto anche l'obbligo di registrazione presso l'Autorità del contenuto degli accordi sottoscritti dai distributori obbligati per l'acquisto bilaterale di titoli. Nel seguito si riassumono i principali risultati dell'analisi relativa ai contratti bilaterali sottoscritti dai soggetti obbligati per il raggiungimento degli obiettivi assegnati per l'anno 2010; in generale, non si registrano variazioni significative rispetto a quanto rilevato un anno prima, se non un generale incremento dei prezzi:

- sono stati complessivamente sottoscritti 153 accordi (l'anno precedente erano stati 111), per un volume totale di 1.781.225 TEE, pari al 41% degli obiettivi assegnati per il 2010 (nell'anno precedente la copertura dell'obiettivo 2008 era risultata pari al 45%);
- i prezzi medi ponderati contrattualizzati sono risultati i seguenti: 92,00 € per TEE di tipo I, 90,36 € per TEE di tipo II, 94,70 € per TEE di tipo III e, dunque, superiori ai prezzi medi di scambio registrati sul complesso delle contrattazioni bilaterali tra tutti gli operatori; il prezzo medio contrattualizzato (pari a 91,90 €/tep) risulta in sostanza appena inferiore al valore del contributo tariffario unitario fissato per il 2010 (pari a 92,22 €/tep).

Considerato che buona parte dei contratti registrati ha validità pluriennale, sulla base dei contratti bilaterali pervenuti si è costruita la "curva forward" dei prezzi dei titoli, riportata nella Tabella 2.10. Si può osservare come il prezzo medio ponderato per l'anno 2011 risulti, in base a tali contratti, nettamente inferiore del valore già fissato per il contributo tariffario unitario (pari a 93,68 €/tep).

TABELLA 2.10 – Statistiche relative ai contratti bilaterali registrati fino al 31 maggio 2011  
(Fonte: elaborazioni dati Autorità)

Anno di obbligo	N contratti rilevanti	N. TEE contrattualizzati	% di copertura dell' obiettivo	prezzo medio ponderato
2010	153	1.781.225	41%	€ 91,90
2011	35	702.808	13%	€ 87,35
2012	14	526.809	9%	€ 90,09

Confronto tra  
modalità di  
contrattazione

Per approfondire le dinamiche sviluppatesi tra i diversi gruppi di operatori e tra le due sedi di contrattazione (borsa e bilaterali) si sono analizzati i dati forniti dal GME e relativi allo stato dei conti proprietà dei diversi soggetti alla fine di ciascuno dei dodici mesi intercorsi tra il 1 giugno 2010 e il 31 maggio 2011. Per agevolare l'analisi, tale periodo è stato suddiviso in quattro intervalli temporali, ritenuti tra loro omogenei per volumi di titoli emessi (tenuto conto che in ognuno di tali intervalli avviene l'emissione trimestrale di TEE per i progetti standardizzati):

- giugno 2010-settembre 2010,
- ottobre 2010-dicembre 2010,
- gennaio 2011-marzo 2011,
- aprile 2011-maggio 2011.

Per ciascuno dei quattro periodi indicati, sono stati analizzati i comportamenti di mercato dei quattro macrogruppi di operatori (distributori, SSE, SEM e *traders*) con l'obiettivo di evidenziare particolari strategie o preferenze per la vendita/acquisto in borsa o con contratti bilaterali. I risultati numerici dell'analisi sono illustrati nella successiva Tabella 2.11.

L'analisi dei dati evidenzia i seguenti comportamenti:

- le SSE hanno ottenuto l'emissione di un flusso cospicuo e costante di titoli nel corso dei quattro periodi (compreso tra circa 550.000 e 800.000 TEE) e, a differenza di quanto avvenuto nell'anno precedente, hanno proceduto alla vendita di un ammontare di titoli anche superiore a quello complessivamente ricevuto nel corso dei dodici mesi considerati;
- analogamente a quanto avvenuto nell'anno precedente, i SEM hanno proceduto a vendere la quasi totalità dei titoli ottenuti, concentrando la vendita negli ultimi mesi del 2010;
- i *traders* hanno adottato, nel complesso, una strategia diametralmente opposta rispetto a quella dell'anno precedente, utilizzando accordi bilaterali come fonte di approvvigionamento di TEE che hanno venduto sul mercato organizzato nel corso di tutto l'anno; anche in termini di volumi netti, il risultato a chiusura dei dodici mesi è risultato opposto rispetto all'anno precedente: il volume di titoli venduti è risultato quasi doppio rispetto a quello dei titoli acquistati, giungendo dunque ad un saldo netto negativo che neutralizza quasi tutto quanto accumulato negli anni precedenti;
- per i distributori (obbligati e non) la situazione è sostanzialmente equivalente a quella dell'anno precedente: essi hanno goduto, come le SSE, di emissioni costanti nel corso dei quattro periodi, ma con volumi di entità molto contenuta, pari a circa il 14% dei volumi emessi in favore delle SSE e all'11% del volume totale di titoli complessivamente conseguiti attraverso le tre diverse fonti; in merito alle strategie di acquisto, si nota come i distributori abbiano nettamente privilegiato gli accordi bilaterali rispetto alla borsa; nel quarto periodo, quando i prezzi di borsa hanno segnato una netta impennata (si veda la Figura 2.10), gli acquisti bilaterali sono stati sei volte maggiori rispetto alla media dei tre precedenti e sono risultati complessivamente superiori a tutti quelli acquistati in borsa nei dodici mesi.

TABELLA 2.11 – Analisi delle strategie di movimentazione dei TEE nel corso dell'anno d'obbligo 2010  
(Fonte: elaborazioni Autorità su dati GME)

Fonti di approvvigionamento dei titoli	giu-set 2010	ott-dic 2010	gen-mar 2011	apr-mag 2011	totale
Società di servizi energetici (SSE)					
emissione diretta	557.738	612.541	806.100	616.832	2.593.211
saldo acquisti in borsa	-150.296	-216.642	-437.536	-250.545	-1.055.019
saldo acquisti bilaterali	-72.798	-189.590	-166.014	-1.317.688	-1.746.090
Soggetti con energy manager (SEM)					
emissione diretta	19	67.991	3.854	9.616	81.480
saldo acquisti in borsa	-10	-10	-1.5279	-4.992	-20.291
saldo acquisti bilaterali	0	-50.103	-2.600	-7.167	-59.870
Traders					
emissione diretta	0	0	0	0	0
saldo acquisti in borsa	-12.854	-6.694	-20.673	-32.132	-72.353
saldo acquisti bilaterali	16.268	19.054	-11.383	15.364	39.303
Distributori di energia elettrica e gas naturale					
emissione diretta	73.553	85.095	145.560	48.678	352.886
saldo acquisti in borsa	163.160	223.346	473.488	287.669	1.147.663
saldo acquisti bilaterali	56.530	220.639	179.997	1.309.491	1.766.657

NOTA: un saldo acquisti negativo indica maggiori vendite rispetto agli acquisti nel corso del periodo considerato.

I dati di cui sopra illustrano l'evoluzione delle strategie dei diversi gruppi di operatori che ha prodotto la situazione descritta nei paragrafi precedenti, caratterizzata, in particolare, da:

- un volume di TEE emessi e disponibili sul mercato inferiore all'obiettivo assegnato per l'anno d'obbligo, generato quasi esclusivamente dalle SSE (83% del totale);
- società di servizi energetici e *traders* che hanno venduto non solo tutti i titoli conseguiti nell'anno, ma anche parte di quelli accumulati negli anni precedenti, arrivando alla chiusura dell'anno con volumi ancora detenuti inferiori a quelli di dodici mesi prima;
- due piattaforme di contrattazione con caratteristiche di utilizzo tra loro diametralmente opposte: da un lato la borsa, con molte transazioni di piccola entità ma con tensioni sui prezzi (che hanno portato a valori medi anche maggiori del contributo tariffario riconosciuto dall'Autorità) e, dall'altro, gli scambi bilaterali, con un minor numero di transazioni ma con volumi più alti e prezzi più contenuti.

Le successive Figura 2.12 e Figura 2.13 mostrano le fonti di approvvigionamento di TEE da parte dei distributori obbligati in relazione al proprio obiettivo annuale, differenziando tra distributori di maggiori e minori dimensioni (ossia tra quelli che hanno allacciati alle proprie reti di distribuzione rispettivamente almeno 100.000 o 50.000 clienti finali). Risulta confermata la scelta di rispettare i propri obblighi prevalentemente ricorrendo all'acquisto di TEE da soggetti terzi, scelta ancora più pronunciata per i distributori obbligati di minori dimensioni, per i quali la percentuale di TEE acquisiti con progetti realizzati in proprio nel 2010 è del tutto marginale.

Figura 2.12.  
Distributori obbligati (DO) di maggiori dimensioni: contributo percentuale delle tre fonti di approvvigionamento titoli (acquisti in borsa, acquisti bilaterali ed emissioni dirette) al raggiungimento degli obiettivi complessivamente assegnati nel periodo 2005-2010

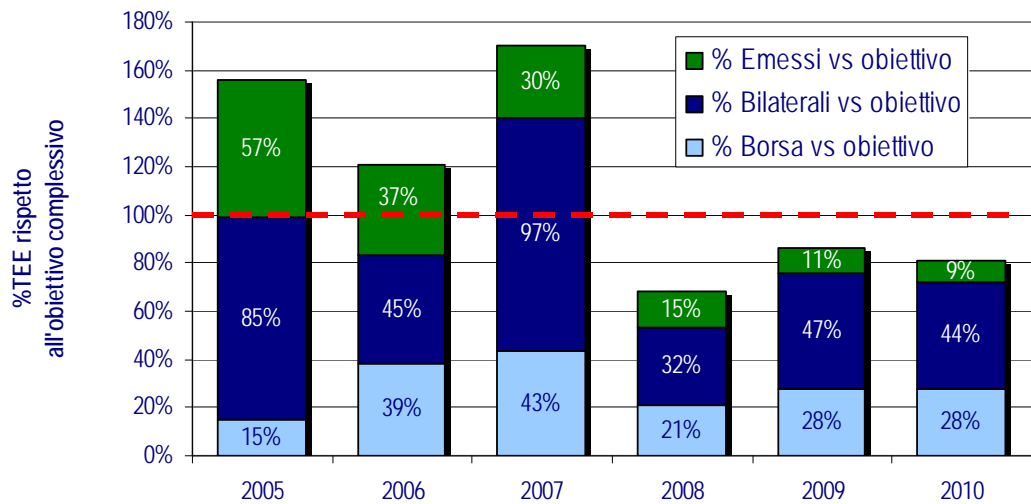
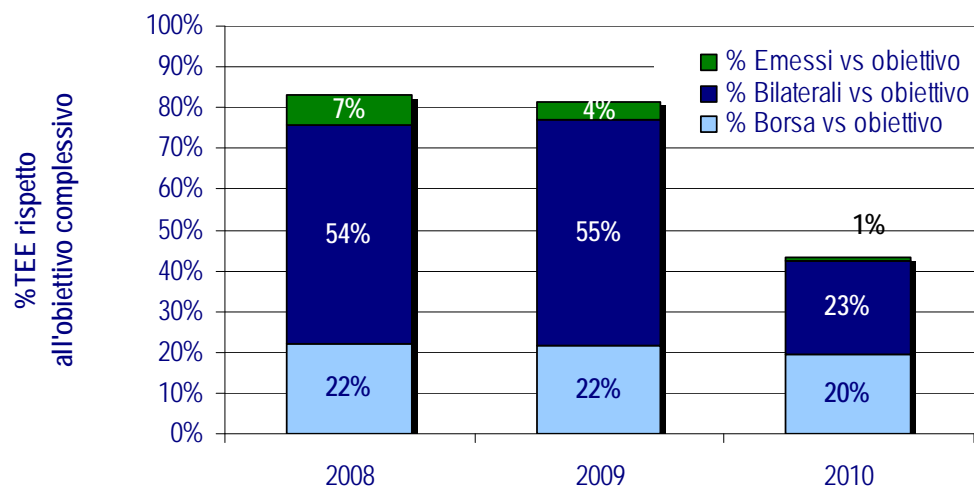


Figura 2.13  
Distributori obbligati (DO) di minori dimensioni: contributo percentuale delle tre fonti di approvvigionamento titoli (acquisti in borsa, acquisti bilaterali ed emissioni dirette) al raggiungimento degli obiettivi complessivamente assegnati nel periodo 2008-2010



A completamento dell'analisi sin qui condotta, si ritiene utile esaminare l'evoluzione intervenuta nei prezzi medi di scambio nel corso degli ultimi anni valutando, in particolare, quale sia stato il valore medio di mercato di un TEE considerando congiuntamente gli scambi in borsa e quelli bilaterali.

La Tabella 2.12 sintetizza questa evoluzione, evidenziando prezzi in crescita costante negli ultimi quattro anni, ma con valori medi sempre inferiori al contributo tariffario, eccezion fatta per gli scambi avvenuti in borsa nel corso dell'anno d'obbligo 2010. Si noti, in particolare, come il prezzo medio ponderato calcolato considerando congiuntamente borsa e bilaterali sia stato sistematicamente inferiore al contributo tariffario unitario, seppur con margini in netta riduzione (dai 35,25 €/TEE del 2007 ai 5,45 €/TEE del 2010).

TABELLA 2.12 – Analisi di volumi e prezzi medi di scambio dei TEE negli anni d'obbligo 2008, 2009 e 2010  
(Fonte: elaborazioni Autorità su dati GME)

Anno d'obbligo periodo di riferimento	Anno d'obbligo		Borsa		Bilaterali		Bilaterali+Borsa	
	Obiettivo [tep]	Contributo tariffario [€/TEE]	Volumi [TEE]	Pm [€/TEE]	Volumi [TEE]	Pm [€/TEE]	Volumi [TEE]	Pm [€/TEE]
2005 (gen 05 - mag 06)	155.911	100,00	25.186	83,70	120.381	85,00 *	145.567	84,78
2006 (giu 06 - mag 07)	311.758	100,00	76.866	62,10	244.980	79,61 *	321.846	75,43
2007 (giu 07 - mag 08)	633.382	100,00	304.932	51,12	557.568	72,20 *	862.500	64,75
2008 (giu 08 - mag 09)	2.200.000	100,00	848.297	77,10	1.253.988	66,17	2.102.285	70,58
2009 (giu 09 - mag 10)	3.200.000	88,92	1.031.084	87,19	1.882.306	70,83	2.913.390	76,62
2010 (giu 10 - mag 11)	4.300.000	92,22	1.371.893	97,34	2.581.080	81,15	3.952.973	86,77

\* NOTA: malgrado la registrazione dei prezzi di scambio nelle transazioni bilaterali sia stata strutturalmente introdotta nel Registro del GME solo a decorrere dal mese di aprile 2008, i prezzi pagati dai distributori obbligati per tali acquisti possono in ogni caso essere determinati senza incertezze fin dal 2005, sulla base dei dati contenuti nelle comunicazioni inviate all'Autorità dai distributori in relazione al contenuto degli accordi bilaterali sottoscritti per l'acquisto di titoli<sup>9</sup>.

## 2.6 Valutazioni di sintesi sul sesto anno d'obbligo

L'analisi sin qui compiuta fotografa una situazione generale articolata, nella quale si evidenziano luci e ombre derivanti, in parte, da elementi nuovi e, in parte, dallo sviluppo di tendenze già delineatesi in passato.

Tra le luci si confermano, divenendo ancora più marcate, alcune tendenze:

- la costante crescita del numero di soggetti che operano attivamente nell'offerta di TEE, realizzando progetti e risparmi energetici: la partecipazione delle SSE è cresciuta in sei anni sia in termini assoluti, sia relativi (ossia rispetto al totale di quelle che si sono accreditate per partecipare al meccanismo), ed è in graduale crescita il numero di soggetti con *energy manager* che presentano progetti, realizzando volumi anche consistenti di risparmi; a questo proposito un'indagine svolta dall'Autorità negli anni 2009 e 2010 tramite la diffusione di questionari a circa un centinaio di aziende attive nel mercato dei TEE evidenzia il contributo fornito dal meccanismo allo sviluppo del settore dei servizi energetici:
  - o il 50% delle aziende che hanno partecipato all'indagine ha avviato le proprie attività solo dal 2005 (anno di avvio del meccanismo), il 26% nel quadriennio 2001-2004 e solo il restante 24% prima del 2001;
  - o per meno del 6% di tali aziende è possibile individuare una società controllante che è parte del medesimo gruppo industriale di uno dei distributori obbligati;
- la crescita costante dei tassi di risparmio che, negli ultimi tre anni d'obbligo, sono cresciuti in media su base mensile da 165.000 tep a 238.000 a 251.000 tep, con un picco di circa 330.000 tep/mese registrato nei primi cinque mesi del 2011; la rilevanza dei quantitativi di risparmi certificati si può apprezzare anche in termini relativi, rispetto ai consumi energetici nazionali, se si considera che i 9,66 Mtep complessivamente certificati dall'inizio del meccanismo al 31 maggio 2011 possono essere espressi su base annua anche come una riduzione dell'1,6-1,7% dei consumi nazionali sia di gas naturale che di energia elettrica;

<sup>9</sup> Per gli anni 2005 e 2006 le comunicazioni sono avvenute a seguito di esplicita richiesta scritta inviata dall'Autorità a ciascun distributore obbligato a seguito della pubblicazione del documento di consultazione Atto n.28/07 (i risultati della analisi sono stati illustrati nel successivo atto n.49/07 del 30/11/2007); per gli anni 2007, 2008 e 2009 le comunicazioni sono state inviate per via telematica, sulla base di quanto espressamente disposto dalla deliberazione n. 348/07.

- il graduale riequilibrio nella ripartizione degli interventi tra il settore civile e quello industriale, con una costante crescita dei risparmi energetici realizzati in quest'ultimo, dal quale origina una quota importante dei consumi energetici nazionali (circa il 43-45% dei consumi di energia elettrica e almeno il 26-27% dei consumi di gas naturale);
- l'efficacia e la vivacità dei mercati per lo scambio di TEE nei quali, nell'ultimo anno d'obbligo, è complessivamente passato di mano un volume di titoli superiore del 30% rispetto al quantitativo emesso nel medesimo periodo, è ulteriormente cresciuta la liquidità e si sono gradualmente ridotte sia la volatilità dei prezzi, sia la concentrazione della domanda e dell'offerta;
- l'utilità del meccanismo anche nel generare e mettere a disposizione informazioni e statistiche utili per valutare sia il grado di efficienza energetica delle apparecchiature e dei processi diffusi nel nostro Paese, sia le produzioni di energia termica, agevolando in tal modo il monitoraggio dei progressi compiuti nel raggiungimento degli obiettivi al 2016 o al 2020 e la definizione delle politiche più idonee alla progressiva riduzione della distanza da tali obiettivi.

Tra le ombre, l'analisi sin qui condotta conferma la crescente difficoltà del sistema nel raggiungere gli obiettivi nazionali di risparmio energetico fissati dal DM 21 dicembre 2007, emersa a partire dal quarto anno d'obbligo (2008), anno in cui l'obiettivo nazionale è stato triplicato rispetto a quello dell'anno precedente per effetto delle disposizioni del citato decreto, che ha impresso una forte accelerazione al tasso di incremento degli obiettivi annuali da perseguire anche negli anni successivi.

Il Capitolo seguente, che conclude il *Rapporto*, è dedicato all'esame dell'evoluzione più recente nel quadro normativo e regolatorio e delle prospettive di sviluppo del meccanismo.



# Capitolo 3 - Evoluzione del quadro di riferimento normativo e regolatorio nei primi mesi del settimo anno d'obbligo e prospettive future

## 3.1 Le recenti evoluzioni nel quadro normativo e regolatorio

La proposta di nuova Direttiva europea e la posizione dell'Autorità

Il 22 giugno 2011 è stata pubblicata la *Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica e che abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE* (COM (2011) 370 definitivo)<sup>10</sup>, che stabilisce un nuovo quadro comune per promuovere l'efficienza energetica nell'Unione, con l'obiettivo di conseguire l'obiettivo di un risparmio del 20% di energia primaria nel 2020 e di promuovere ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica dopo tale data. A tale fine, ferma restando la natura non vincolante dell'obiettivo al 2020, la *Proposta* prevede che gli Stati Membri adottino una serie di "misure" vincolanti. Nel seguito si sintetizzano quelle più rilevanti per il meccanismo dei TEE<sup>11</sup>:

- (artt. 4 e 5) gli enti pubblici saranno soggetti all'obbligo legale di acquistare edifici, prodotti e servizi efficienti sotto il profilo energetico; in aggiunta dovranno ridurre progressivamente l'energia consumata nei propri locali effettuando ogni anno i necessari lavori di rinnovo su almeno il 3% della superficie totale del patrimonio edilizio pubblico.
- (art. 6) viene previsto l'obbligo giuridico per gli Stati Membri di istituire regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica, basati su obblighi in capo alle società di distribuzione o di vendita di energia al dettaglio (con l'eventuale esclusione di quelle sotto la soglia di 75 GWh/anno) di conseguire risparmi annui pari all'1,5% dei volumi venduti, attuando interventi di efficienza energetica presso i consumatori finali; la proposta contiene alcune indicazioni in relazione agli interventi ammissibili, ad alcuni criteri generali di misurazione dei risparmi energetici conseguiti e alla possibilità di affiancare l'obbligo con un mercato di TEE, di cui si ipotizza anche una futura dimensione europea; gli Stati membri possono proporre sistemi alternativi all'obbligo dell'1,5% (es.: programmi di finanziamento o accordi volontari) a condizione che siano in grado di produrre lo stesso risultato in termini di risparmi energetici;
- (art. 7) le piccole e medie imprese saranno incentivate a sottoporsi a *audit* energetici e a diffondere le migliori pratiche, mentre per le grandi imprese *l'audit* energetico sarà obbligatorio;
- (art. 8) gli Stati Membri dovranno garantire un accesso semplice e gratuito dei consumatori finali ai dati relativi al consumo di energia in tempo reale e alla sua evoluzione nel tempo, avvalendosi di contatori 'intelligenti' (*smart meters*); la fatturazione dovrebbe basarsi sul consumo effettivo, calcolato sulla base dei dati rilevati dal contatore;
- (artt. 10 e 11) sono introdotte numerose disposizioni per favorire lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento (CAR), tra le quali l'obbligo per gli Stati Membri di definire piani nazionali di riscaldamento e raffreddamento tesi a svilupparne il potenziale, e l'obbligo di dotare tutti i nuovi impianti di generazione termoelettrica con potenza termica totale

<sup>10</sup> Rispettivamente, in materia di cogenerazione e di promozione dell'efficienza e dei servizi energetici. Della Direttiva 2006/32/CE resta salvo l'obiettivo indicativo che ogni stato Membro deve conseguire entro il 2016, pari al 9% di risparmio sul consumo finale di energia.

<sup>11</sup> Le disposizioni di maggior dettaglio della Proposta sono oggetto di continue integrazioni e modifiche in esito al dibattito in sede europea.

superiore a 20 MW di un'unità CAR, ubicandoli in siti dove vi sia domanda di calore (con possibilità di chiedere esenzioni a certe condizioni);

- (art. 11) le Autorità di regolazione nazionali dovranno garantire che le tariffe di trasmissione e distribuzione non incentivino inutilmente l'incremento dei volumi di energia distribuiti o trasmessi, consentano agli operatori di rete di offrire agli utenti servizi per il miglioramento dell'efficienza energetica e per il controllo della domanda, e supportino lo sviluppo dell'offerta di prezzi dinamici ai clienti finali;
- (artt. 13, 14 e 15) al fine di promuovere lo sviluppo di un'offerta qualificata di servizi energetici, viene (tra l'altro) confermato l'obbligo per gli Stati Membri di introdurre sistemi di certificazione degli *audit* e dei fornitori di servizi energetici (come già previsto dalla Direttiva 2006/32/CE) e viene previsto l'obbligo di adottare gli interventi necessari ad eliminare particolari ostacoli all'efficienza energetica, come i cosiddetti "*incentivi separati*" tra proprietari e inquilini di immobili;
- la Commissione effettuerà nel 2014 una valutazione dei progressi compiuti rispetto all'obiettivo al 2020 e, se necessario, formulerà una nuova proposta legislativa con obiettivi nazionali di efficienza energetica vincolanti.

Con la segnalazione PAS 22/11, pubblicata nel mese di ottobre 2011, l'Autorità ha contribuito all'esame e alla discussione parlamentare della Proposta di Direttiva con riferimento alle materie di propria competenza: art. 6 (e Annex V) in materia di regimi obbligatori di efficienza energetica in capo ai distributori o ai venditori di energia; art. 8 (e Annex VI) in materia di obblighi per le attività di misura e fatturazione dell'energia; art. 10 e relativi Annex in materia di promozione dell'efficienza tramite infrastrutture per il riscaldamento e il raffreddamento; art. 12 e Annex XI e XIII in materia di attività di trasmissione e distribuzione dell'energia. Con riferimento a queste previsioni, l'Autorità ha segnalato che:

- (art. 6) l'esperienza acquisita della regolazione e gestione del meccanismo dei TEE e il costante confronto con esperienze simili in ambito internazionale fanno ritenere che l'introduzione di obblighi comuni negli Stati Membri debba avvenire contestualmente all'identificazione e puntuale definizione di criteri generali armonizzati per la definizione di tali obblighi e per la quantificazione e la verifica dei risparmi energetici conseguiti; la mancanza di criteri generali armonizzati di quantificazione dei risparmi energetici comprometterebbe la confrontabilità sia degli obblighi posti in capo alle imprese energetiche nei diversi contesti nazionali, sia dei risultati (risparmi energetici) effettivamente conseguiti e, dunque, in ultima istanza, indebolirebbe la *ratio* stessa di quanto previsto dall'art. 6; in particolare, l'Autorità ha rilevato la necessità di specificare nel dettaglio come debba essere inteso l'obiettivo dell'1,5% che il provvedimento prevede sia posto in capo alle imprese di distribuzione o di vendita (es.: obiettivo cumulato o incrementale, contabilizzato *ex-post* o *ex-ante*);
- la proposta di Direttiva già prevede che i risparmi energetici conseguiti debbano essere calcolati dagli Stati Membri prestando particolare attenzione al criterio dell'addizionalità, ossia alla necessità di contabilizzare esclusivamente gli interventi e i risparmi che non si sarebbero verificati in assenza dell'obbligo, e che il calcolo dei risparmi energetici conseguiti tenga conto della vita tecnica delle tecnologie installate; quanto previsto dall'Autorità nelle *nuove Linee guida* per i TEE risulterebbe, pertanto, coerente con tale criterio;
- nel rispetto dei criteri generali armonizzati definiti dalla Direttiva (o con atti delegati) ogni Stato membro potrà definire i criteri specifici che meglio tengono conto delle specificità nazionali; in particolare l'Autorità ha segnalato l'esigenza applicazione del principio di sussidiarietà, non solo per la definizione dei criteri specifici di contabilizzazione dei risparmi energetici, ma anche per la definizione degli obblighi da conseguire in ciascuno Stato Membro (eventualmente indicando un obiettivi minimo comune), per l'individuazione dell'ambito di applicazione del meccanismo (settori e interventi ammessi), per la definizione dei soggetti terzi che possono concorrere al conseguimento degli obiettivi in capo ai

- distributori/venditori, nonché in relazione alla possibilità di accompagnare l'obbligo con un sistema di scambio di certificati bianchi;
- (art. 8) sebbene sia condivisibile l'obiettivo di fornire maggiori informazioni al consumatore sui propri consumi, la definizione di eventuali ulteriori obblighi in materia di misura e fatturazione dei consumi deve tenere conto sia dei costi che l'accesso a tali informazioni comporta per il sistema e il consumatore stesso, sia dell'incertezza dei risparmi energetici effettivamente conseguibili attraverso il solo aumento dell'informazione disponibile sia, infine, dei vincoli di natura tecnologica; l'adozione di disposizioni in questo campo deve dunque essere subordinata ad un'analisi di fattibilità tecnica e ad una analisi costi-benefici, finalizzate anche alla valutazione dei loro impatti concorrenziali;
  - (art. 10) l'obbligo di dotare tutti i nuovi impianti di generazione termoelettrica con potenza termica totale superiore a 20 MW di un'unità CAR, ubicandoli in siti dove vi sia domanda di calore, deve tenere conto (al di là della possibilità, già prevista nella proposta, di chiedere esenzioni in base, tra l'altro, ad una analisi costi-benefici con metodologia da stabilirsi) soprattutto delle caratteristiche economiche, climatiche e geografiche dei singoli Stati Membri, al fine di non comportare costi eccessivi in rapporto ai benefici attesi;
  - (art. 12) è condivisibile la necessità che la regolazione delle tariffe di trasporto contribuisca alla promozione dell'efficienza energetica e la gestione dei picchi di domanda (cosiddetto *demand response*), ad esempio evitando di incentivare l'aumento dei volumi trasportati e introducendo incentivi positivi, ma che lo sviluppo dell'offerta di prodotti e servizi per la gestione della domanda di energia deve avvenire in condizioni concorrenziali, garantendo l'accesso a tale mercato, a parità di condizioni, anche a soggetti diversi dalle imprese di distribuzione (alle quali fa riferimento univoco la proposta di Direttiva), che agiscano da *load servine entities*;
  - infine l'Autorità ha segnalato l'importanza che il regolatore abbia un ruolo diretto nel disegno della regolazione sia tecnica, sia economica, dei regimi di sostegno finanziati dalle tariffe elettriche e del gas naturale, in quanto è tale regolazione a determinare l'efficacia e l'efficienza economica di questi regimi e, dunque, da ultimo, l'impatto sulle tariffe e sui consumatori finali.

Le posizioni espresse dall'Autorità sono state pienamente condivise dal *Council of European Energy Regulators* (CEER) nel *Position Paper* sulla proposta di Direttiva.

Pur non trattandosi di provvedimenti normativi, si ritiene importante riportare quanto emerge dal secondo *Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011)*, pubblicato nel luglio 2011 dal Ministero dello Sviluppo Economico, in attuazione di quanto previsto dalla Direttiva Europea 2006/32/CE e dal più recente *Primo Rapporto sull'Efficienza Energetica* presentato dall'Enea nel gennaio 2012 in attuazione di quanto previsto dal D.Lgs n. 115/08.

Il *Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica 2011* è finalizzato a:

- a. valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2010 dal precedente PAEE, pubblicato nel 2007, e la distanza dall'obiettivo già definito per il 2016;
- b. delineare gli elementi principali della strategia per rispettare i suddetti obiettivi;
- c. individuare gli ambiti di intervento caratterizzati dalle maggiori opportunità di risparmio energetico.

Per quanto riguarda il primo aspetto, il PAEE 2011 evidenzia risultati molto positivi, tali da aver consentito non solo il raggiungimento, ma anche il superamento dell'obiettivo fissato per il 2010. A tale proposito è interessante osservare che le 24 categorie d'intervento adottate nel *Piano* per contabilizzare i risparmi energetici conseguiti e, successivamente, per definire le future strategie d'intervento, richiamano da vicino gli ambiti applicativi delle schede tecniche sviluppate per l'attuazione del meccanismo dei TEE o quelli delle tipologie di intervento ammesse alle detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica degli edifici; questo a conferma del fatto che

questi due meccanismi hanno consentito anche lo sviluppo di metodologie chiave per monitorare in modo sufficientemente attendibile (con metodologie di tipo *bottom-up*, sebbene tra loro differenti) gli effetti conseguiti dagli interventi realizzati. Nella parte del *Piano* dedicata all'analisi dei risultati conseguiti non compaiono invece altre tipologie di intervento, alle quali vengono tuttavia associati importanti potenzialità di risparmio (centri elaborazione dati, trasporto ferroviario, domotica, agricoltura protetta, ecc.).

Con riferimento ai risultati conseguiti al 2010, il *Primo Rapporto Enea sull'efficienza energetica* ha successivamente consentito di evidenziare che il meccanismo dei TEE e quello del 55% sono anche gli strumenti di incentivazione che hanno dato il maggiore contributo in termini di risparmi energetici conseguiti, e che i TEE sono risultati il meccanismo di sostegno con il miglior rapporto costo-efficacia per il bilancio dello Stato.

Per quanto riguarda la strategia da mettere in atto per il raggiungimento dell'obiettivo di risparmio energetico al 2016 (126.540 GWh/anno, equivalenti a 10,88 Mtep/anno), il *Piano* prevede che il 47% dell'obiettivo venga conseguito nel settore residenziale, il 19% nel settore terziario, il 17% nel settore dei trasporti e il 16% nel settore industriale. Al settore civile (residenziale + terziario) viene dunque attribuita la responsabilità di coprire i due terzi dell'obiettivo complessivo, pur a fronte di consumi energetici per questo settore non superiori a un terzo di quelli totali nazionali (come si evince dal Bilancio Energetico Nazionale per il 2010).

Nel disegnare lo scenario di evoluzione tra il 2010 e il 2016, il *Piano* prevede incrementi percentuali di risparmio annuo particolarmente ambiziosi per alcune categorie d'intervento (cfr. Tabella 1.1 a pag. 15 del PAEE 2011)<sup>12</sup>.

Da ultimo il PAEE conferma la necessità di mantenere in azione opportuni strumenti di incentivazione degli interventi di efficienza energetica (quali TEE e detrazioni fiscali del 55%) per sostenere lo sforzo necessario a conseguire in sei anni l'atteso incremento del 166% nei risparmi totali annui, rimandando a futuri provvedimenti legislativi l'individuazione degli interventi di aggiornamento e revisione di questi strumenti, utili per aumentarne l'efficacia e l'efficienza.

### Le recenti evoluzioni nel quadro normativo nazionale

In data 8 agosto 2011 e 5 settembre 2011 sono stati adottati due decreti ministeriali che danno attuazione a quanto previsto dal D.Lgs. n. 20/07 e dalla Legge n. 99/09 in merito all'incentivazione dei sistemi di cogenerazione ad alto rendimento (di seguito: CAR), come definita dalla Direttiva Europea 2004/8/CE (si veda il Capitolo 3 del Quarto Rapporto Annuale per maggiori dettagli). Particolarmente interessante in questo contesto è il DM 5 settembre 2011, che disciplina il nuovo regime di sostegno alla cogenerazione, mentre altri aspetti, quali ad esempio le modalità di calcolo degli indici sui quali si basa la definizione dei sistemi CAR, sono oggetto del DM 4 agosto 2011.

I decreti ministeriali sulla cogenerazione ad alto rendimento (CAR)

I principali contenuti del DM 5 settembre 2011 si possono così sintetizzare:

- il nuovo regime di sostegno è basato sul rilascio di TEE di tipo II (nel seguito indicati come certificati bianchi per la CAR o CBCAR);
- accedono al riconoscimento dei TEE i proprietari o i detentori degli impianti, dunque operatori diversi rispetto a quelli indicati nei DM 20/7/2004 e nel DM 21/12/2007 e di quelli ai quali era stata prevista l'estensione dal D.Lgs. n. 115/08;
- sono ammessi al riconoscimento degli incentivi tre gruppi di impianti di cogenerazione:
  - a) gli impianti CAR entrati in esercizio od oggetto di rifacimento/potenziamento dall'1/1/2011;

<sup>12</sup> Ad esempio: dal + 2.000% al + 20.000% per le sostituzioni di frigoriferi, condizionatori e lavabiancheria con altri a più alta efficienza; + 4.200% per l'installazione di lampade efficienti e sistemi di controllo nel settore terziario; + 16.000% per l'installazione di motori elettrici efficienti nell'industria.

- b) gli impianti cogenerativi (riconosciuti tali ai sensi della delibera n. 42/02) entrati in esercizio od oggetto di rifacimento/potenziamento tra il 7/3/2007 e il 31/12/2010;
- c) gli impianti entrati in esercizio tra l'1/4/1999 al 6/3/2007 e riconosciuti come cogenerativi ai sensi della normativa allora vigente;
- il quantitativo di certificati bianchi da riconoscere viene calcolato sulla base di una nuova formula che prevede il prodotto tra l'effettivo risparmio di energia primaria conseguito e un coefficiente K, il cui valore decresce da 1,4 a 1,0 al crescere della taglia dell'impianto;
- il rilascio dei TEE avviene per un numero di anni pari a: 5 nel caso degli impianti che rientrano nel gruppo c), 10 o 15 per gli impianti dei gruppi a) e b), rispettivamente nel caso di semplici impianti di cogenerazione o nel caso in cui la cogenerazione sia costruita contestualmente ad una rete di teleriscaldamento urbano;
- per gli impianti CAR è esclusa la possibilità di accesso ad altre forme di incentivo pubblico, eccezion fatta per l'accesso a fondi di garanzia/rotazione, a contributi in conto capitale (nel rispetto delle specifiche condizioni definite nel DM) e a detrazioni fiscali; il riconoscimento dell'incentivo CAR agli impianti già incentivati con il rilascio di TEE in base alla disciplina allora vigente è consentito solo previa rinuncia al godimento del diritto dell'intero quantitativo di TEE eventualmente già ottenuti;
- in base a quanto sopra, i CBCAR spettanti ai proprietari o detentori di impianti di cogenerazione possono venire effettivamente rilasciati dal GSE oppure, in alternativa, non emessi ma acquistati immediatamente dal GSE ad un prezzo pari al contributo tariffario unitario fissato dall'Autorità per l'anno in cui l'impianto entra in esercizio (per gli impianti avviati prima del presente DM vale il valore del contributo vigente nel 2011) e che rimane costante per tutti gli anni di diritto all'incentivo.

---

Le detrazioni fiscali per gli interventi di riqualificazione energetica

---

In data 6 dicembre 2011 il nuovo Governo ha approvato il Decreto Legge "Disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici" (c.d. Manovra Salva Italia) che, tra l'altro, ha confermato per il 2012 le detrazioni fiscali del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica inizialmente previste dalla Legge 296/2006 ed ha disposto che, a decorrere dal 1° gennaio 2013, le agevolazioni fiscali per queste tipologie di interventi siano assimilate a quelle per le ristrutturazioni edilizie, mediante una detrazione pari al 36% delle spese sostenute, ripartita in dieci quote annuali costanti e di pari importo.

---

Il Regolamento per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale

---

In data 27 gennaio 2012 è stato pubblicato il decreto 12 novembre 2011, n. 226, recante il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale*. Tra le condizioni economiche oggetto di gara (art. 13), il *Regolamento* inserisce (con punteggio massimo attribuibile pari a 5 punti) gli investimenti di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali di gas naturale effettuati nell'ambito gestito, che risultino addizionali rispetto agli obiettivi annuali posti in capo al distributore dal DM 21 dicembre 2007 e che diano luogo all'emissione di TEE; il valore economico di tali TEE sarà riconosciuto agli Enti locali concedenti con le modalità previste all'art. 8, comma 6 del *Regolamento* stesso. Le modalità operative per l'attuazione di tali disposizioni dovranno essere definite dall'Autorità entro 120 giorni dall'entrata in vigore del *Regolamento*. Nel caso di non raggiungimento del quantitativo di TEE indicato, trascorso un anno di tolleranza, il gestore, oltre a pagare una penale (da prevedere nel contratto di servizio), dovrà comunque versare agli Enti Locali concedenti il corrispondente valore dei TEE per cui si è impegnato in sede di gara, valutati secondo il prezzo unitario previsto dall'Autorità e con le modalità di cui sopra.

## Le recenti evoluzioni nel quadro regolatorio

Sulla base dell'analisi dei molti commenti e contributi pervenuti sulle proposte di aggiornamento della regolazione del meccanismo dei TEE presentate nel DCO 43/10, degli approfondimenti effettuati nei successivi incontri con operatori e associazioni di categoria, e tenuto conto delle novità normative nel frattempo intervenute (D.Lgs n. 28/11), nel luglio 2011 gli uffici dell'Autorità hanno elaborato e trasmesso ai competenti Ministeri, nello spirito della leale collaborazione istituzionale, gli orientamenti di riordino e di aggiornamento delle *Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di risparmio energetico* di cui alla deliberazione n. 103/03 e s.m.i.. Tali orientamenti sono stati oggetto di un incontro dedicato nel mese di settembre, sotto forma di schema di nuove Linee guida<sup>13</sup>.

Tenuto conto degli ulteriori elementi emersi in tale incontro, con deliberazione 15 settembre 2011, EEN 7/11 l'Autorità ha esteso il procedimento di consultazione sulle proposte di aggiornamento delle *Linee guida*, convocando un tavolo tecnico con le Amministrazioni centrali e gli operatori interessati, finalizzato a verificare l'urgenza di un provvedimento di riordino e riforma delle vigenti *Linee guida* e a discutere l'impostazione dello schema di provvedimento di cui sopra. Al tavolo hanno partecipato, oltre ai rappresentanti del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente, oltre 130 tra operatori e associazioni di categoria, che hanno presentato anche osservazioni e contributi scritti.

A chiusura dei lavori del tavolo tecnico, con deliberazione 27 ottobre 2011, EEN 9/11 sono state pubblicate le *nuove Linee guida*, i cui principali contenuti vengono sintetizzati di seguito, evidenziando le eventuali differenze con quanto proposto alla consultazione (nel DCO 43/10 o nel successivo tavolo tecnico):

- 1) è stato introdotto il coefficiente di durabilità (nel seguito "*tau*") proposto nel DCO 43/10 al fine di valorizzare, con l'emissione dei TEE, i maggiori benefici associabili a interventi di installazione di tecnologie e sistemi con vita tecnica maggiore della vita utile, ossia che generano risparmi energetici per un numero di anni superiore a quelli di diritto al rilascio dei titoli<sup>14</sup>; per semplificare l'attribuzione del valore di *tau* per ogni intervento, è stata definita una classificazione degli interventi in 18 categorie, per ciascuna delle quali sono stati stabiliti valori di vita tecnica (T) - definiti in base all'esperienza acquisita e agli standard nazionali ed internazionali - e i conseguenti valori di *tau*; nel seguito si riportano alcuni esempi di amplificazione dei risparmi riconosciuti attraverso l'emissione dei TEE per effetto dell'applicazione del coefficiente di durabilità *tau*:
  - *tau*=1 (T=5 anni) per i piccoli interventi legati all'elettronica di consumo;
  - *tau*=1,87 (T=10 anni) per i sistemi di retrofit di illuminazione pubblica;
  - *tau*=2,65 (T=15 anni) per gli interventi relativi ai sistemi di riscaldamento/raffrescamento e produzione acqua calda;
  - *tau*=4,58 (T=30 anni) per gli interventi sull'involucro edilizio atti ad aumentare il contributo dell'illuminazione naturale e quindi a ridurre i consumi di energia elettrica;<sup>15</sup>
- 2) diversamente da quanto proposto nel DCO 43/10, è stato previsto che le nuove Linee guida (e, dunque, anche l'applicazione dei nuovi principi di calcolo) si applicassero non in funzione della data di presentazione dei progetti (e limitatamente ai progetti presentati dopo la loro adozione), bensì in base alla data di contabilizzazione dei risparmi energetici, che deve essere successiva a quella di entrata in vigore del provvedimento (1° novembre

<sup>13</sup> Nello *Schema* sono stati nel frattempo integrate previsioni coerenti con il disposto del DM 5 settembre 2011, nel frattempo pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico.

<sup>14</sup> La vita utile dei progetti di risparmio energetico, fissata dalla normativa, è pari a 5, 8 o 10 anni a seconda del tipo di intervento effettuato.

<sup>15</sup> Si è in ogni caso previsto, per ogni progetto di calcolare separatamente i risparmi netti conseguiti contestualmente all'emissione dei TEE (cd "risparmio netto contestuale") e quelli di cui viene anticipata la certificazione per effetto dell'applicazione del coefficiente *tau* (cd "risparmio netto anticipato").



- 2011): in tal modo si supera il rischio di discriminare (riconoscendo incentivi diversi) progetti del tutto simili tranne che per la data di presentazione all'Autorità;
- 3) a ogni scheda tecnica standard e analitica sono stati attribuiti categoria di riferimento, valori di vita tecnica e di tau, prevedendo altresì che per i progetti standard già presentati, entro il 30 aprile 2012 l'Autorità calcolerà ed erogherà il conguaglio spettante<sup>16</sup> con riferimento a tutta la vita utile residua;
  - 4) è stata ridotta la dimensione minima dei progetti in misura superiore a quanto proposto nel DCO 43/10 sia in termini nominali che reali; la riduzione effettuata in termini nominali va dal 20% all' 80%, ma l'effetto reale è anche superiore poiché la verifica del rispetto delle nuove soglie dimensionali (da 20, 40 e 60 tep/anno) avviene al lordo dell'applicazione del coefficiente tau ai risparmi annui misurati;
  - 5) sono state introdotte semplificazioni e misure di riordino della precedente disciplina:
    - allungamento e semplificazione delle tempistiche per la presentazione dei progetti;
    - mantenimento di un riconoscimento forfetario alle campagne di formazione/informazione limitatamente a quelle effettuate a supporto di interventi di tipo standardizzato e rispondenti a requisiti da definirsi nell'ambito di ogni scheda tecnica (riconoscimento forfetario nella misura del 2% dei risparmi riconosciuti all'intervento);
    - adeguamento alle evoluzioni normative intervenute negli ultimi 8 anni, al fine di garantire la coerenza complessiva di queste disposizioni e di una più efficace verifica del rispetto delle disposizioni in materia di cumulo delle diverse forme di incentivazione;
  - 6) è stata prevista l'integrazione delle informazioni già pubblicate sul sito internet dell'Autorità sulle società di servizi energetici, per contribuire ad orientare le scelte dei consumatori (numero e tipologia di progetti realizzati, eventuale certificazione ESCO ai sensi della norma UNI-CEI 11352);
  - 7) è stata prevista la limitazione dell'ambito di applicazione dei TEE ai soli sistemi di cogenerazione (per usi civili o industriali) che risultino strettamente integrati con altre misure di efficienza energetica i cui effetti non siano scorporabili e che, dunque, non usufruiscano degli incentivi previsti dal DM 5 settembre 2011 sulla CAR.

Considerato che la vigente normativa (DM 24 luglio 2004 e s.m.i.) prevede che siano ancora ammissibili al rilascio dei TEE progetti realizzati a partire dal 2005, nelle *nuove Linee guida* sono state inoltre introdotte disposizioni volte a prevenire comportamenti opportunistici e ad incentivare soprattutto la realizzazione di nuovi investimenti in efficienza energetica. In particolare, si è disposto che ai fini dell'emissione dei TEE la vita utile dei progetti a consuntivo (e dunque il periodo di rilascio e di riconoscimento dei TEE) sono contabilizzati a decorrere dalla data in cui viene avviato il programma di misura dei risparmi stessi o comunque, al più tardi, decorsi ventiquattro mesi dalla data di prima attivazione dell'intervento. Nei casi in cui il programma di misura dei risparmi viene attivato oltre i ventiquattro mesi, dunque, il periodo di riconoscimento dei TEE si riduce in proporzione a tale ritardo.

Parallelamente all'introduzione di questa disposizione, con la delibera di approvazione delle *nuove Linee guida* l'Autorità ha nuovamente segnalato l'esigenza di un intervento normativo volto a modificare le disposizioni vigenti in materia di progetti ammissibili al rilascio dei TEE, al fine di impedire che progetti realizzati molti anni addietro (sin dal gennaio 2005) possano ancora beneficiare dell'accesso al meccanismo.

Con riferimento alle ulteriori ipotesi di aggiornamento della regolazione tecnica avanzate con il DCO 43/10, si è ritenuto di rimandare la decisione relativa alla ridefinizione delle tipologie di TEE all'eventuale introduzione di una contabilità energetica parallela, in considerazione sia degli impatti rilevanti che tali interventi avrebbero sui sistemi informativi preposti al funzionamento del

---

<sup>16</sup> Con riferimento, dunque, al "risparmio netto anticipato" di cui alla nota precedente.

sistema, sia dell'opportunità di valutare se effettuare tali interventi alla luce delle evoluzioni normative previste dal D.Lgs. n. 28/11 e la cui attuazione è demandata a futuri decreti attuativi.

Si è inoltre deciso di effettuare ulteriori approfondimenti funzionali all'eventuale introduzione di agevolazioni per le società di servizi energetici certificate come ESCO e, in particolare, per quelle che realizzano interventi con garanzia del risultato, in considerazione di quanto emerso sull'applicabilità della normativa tecnica in materia (norma UNI CEI 11352) e del suo stato di sviluppo attuativo. In particolare gli approfondimenti saranno volti a verificare la possibilità di assicurare che l'eventuale riconoscimento di tali agevolazioni sia connesso all'effettiva offerta di progetti con "garanzia del risultato" per il cliente finale (per maggiori dettagli si rimanda alla parte motiva della deliberazione EEN 9/11).

Non si è invece ritenuto opportuno intervenire sulla regolazione economica del meccanismo (criteri per l'aggiornamento annuale del contributo tariffario) né sulle Regole di funzionamento del registro e del mercato dei TEE gestiti dal GME, per le motivazioni già illustrate nel DCO 43/10, e in particolare, in ragione della necessità di valutare prioritariamente gli impatti delle *nuove Linee guida* sia nel breve periodo (contributo al riequilibrio della domanda e dell'offerta di TEE), sia nel medio periodo (stimolo alla realizzazione di nuovi investimenti in efficienza).

Pertanto, anche tenuto conto delle previsioni in materia inserite nel D.Lgs n. 28/2011 (e, in particolare, della previsione di un decreto ministeriale, ad oggi ancora non emanato, che ridefinirà i criteri generali per l'aggiornamento del contributo tariffario da erogarsi ai distributori adempienti agli obblighi) con delibera 24 novembre 2011, EEN 12/11, si è provveduto ad aggiornare il valore del contributo tariffario unitario da riconoscere ai soggetti obbligati per il conseguimento degli obiettivi assegnati per il 2012 in applicazione dei criteri di aggiornamento definiti dalla deliberazione n. 219/04 e s.m.i.. Coerentemente con tali criteri e, dunque, considerata la crescita del 7,15% registrata nel periodo di riferimento nei prezzi medi dell'energia per i clienti domestici, il valore del contributo unitario per l'anno 2012 è stato ridotto del 7,5% , passando da 93,68 €/tep a 86,98 €/tep. Per effetto di tale riduzione, risulterà più contenuto l'impatto sulle tariffe elettriche e del gas naturale (+ 5%) derivante dal forte incremento previsto dalla legislazione per l'obiettivo annuale per il 2012 (+13%) .

Con lo stesso provvedimento, in attuazione di quanto disposto in materia dal D.Lgs n. 28/11, è stata estesa l'erogazione del contributo ai TEE di tipo IV e V, introdotti con le *nuove Linee guida* e relativi a risparmi energetici conseguiti nel settore dei trasporti e quantificati, rispettivamente, attraverso l'impiego di schede tecniche standardizzate o altre metodologie (analitiche o a consuntivo).

Con la deliberazione 22 dicembre 2011, EEN 13/11 gli obiettivi nazionali per l'anno d'obbligo 2012 sono stati assegnati ai distributori soggetti agli obblighi nel settore elettrico e in quello del gas naturale.

---

Contributo  
tariffario e  
obiettivi per  
l'anno d'obbligo  
2012

---

### 3.2 Scenari evolutivi

Nel Capitolo 2 si è evidenziato come nel sesto anno d'obbligo si sia confermata la crescente difficoltà del sistema a conseguire gli obiettivi nazionali di risparmio energetico fissati dal DM 21 dicembre 2007, difficoltà che ha iniziato ad emergere dall'anno d'obbligo 2008, ossia dal primo anno sul quale è intervenuto il citato decreto, aumentando gli obiettivi già fissati per il 2008 e il 2009 e fissando i nuovi obiettivi per il triennio 2010-2012.



A fronte di tale difficoltà, risulta utile aggiornare le previsioni di evoluzione dell'offerta di TEE in rapporto agli obiettivi previsti per i prossimi anni. A questo fine, la metodologia sviluppata e impiegata nei precedenti *Rapporti* è stata aggiornata per tenere debito conto dell'impatto che le *nuove Linee guida* potranno avere sia in termini di incremento dei risparmi riconosciuti a progetti già realizzati (valorizzando anche i risparmi conseguiti oltre il termine della vita utile<sup>17</sup> e fino al termine della loro vita tecnica), sia di ulteriore stimolo alla realizzazione di progetti nuovi (per effetto della valorizzazione dell'intero flusso di risparmi energetici che tali progetti genereranno nell'arco della vita tecnica delle tecnologie installate, con conseguente maggiore copertura degli investimenti necessari).

La nuova metodologia di previsione si basa sempre su tre Scenari che sono stati però costruiti in base ad ipotesi in parte diverse rispetto a quelle adottate nei *Rapporti* precedenti (*Rapporti Annuali* e *Statistiche Intermedie*). In particolare, queste ipotesi rendono i tre Scenari "incrementali", in quanto costruiti aggiungendo gradualmente "componenti" ulteriori. Nel seguito si descrivono le ipotesi adottate, mentre i risultati delle simulazioni sono illustrati nella Figura 3.1 e nella Tabella 3.1 e commentati nel seguito.

In tutti gli Scenari, la valutazione dell'ammontare di titoli *disponibili* al 31 maggio di ciascun anno è basata sulla differenza tra i titoli emessi e quelli che avrebbero dovuto essere annullati per dimostrare il conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico complessivamente assegnati.

- Lo Scenario 1 (*RVC già presentate*) considera i titoli che potranno essere emessi in futuro in relazione a richieste di verifica e certificazione già presentate all'Autorità al 31 gennaio 2012. Vengono dunque considerate sia le emissioni automatiche trimestrali dei progetti standardizzati già presentati (fatti salvi gli esiti negativi di eventuali controlli a campione), sia i titoli che verranno emessi a seguito della valutazione delle RVC già presentate per progetti analitici e a consuntivo ma di cui non si è ancora chiusa la valutazione, assumendo in tutti i casi che venga effettivamente certificato solo il 90% dei titoli richiesti.
- Nello Scenario 2 (*RVC future di progetti già presentati*) si aggiungono allo Scenario 1 sia i TEE che potranno venire emessi a seguito dell'approvazione di RVC successive alla prima presentate in futuro per progetti analitici e a consuntivo per i quali è già stata approvata almeno la prima RVC, sia i TEE previsti per i progetti a consuntivo in base a quanto dichiarato dai titolari (in termini di volumi annui di titoli attesi e di anno di inizio del monitoraggio) nell'ambito delle proposte di progetto e programma di misura approvate più di recente (per le quali non è stata dunque ancora presentata alcuna RVC).
- Nello Scenario 3 (*progetti futuri*) a quanto già calcolato nello Scenario 2 vengono aggiunti i titoli che si ipotizza potranno venire emessi a seguito della rendicontazione dei risparmi generati da nuovi progetti, ad oggi non ancora presentati all'Autorità; per valutare l'entità dei volumi generabili da progetti futuri si è assunto che nel corso del 2012 vengano mantenuti, per ciascuna delle tre tipologie di progetti (standard, analitici e a consuntivo), gli stessi tassi di risparmio annuo certificati ai progetti presentati nel 2011.

Questa ipotesi, pur conservativa se si considera l'impulso che le *nuove Linee guida* dovrebbero dare allo sviluppo dell'offerta di TEE e di nuovi investimenti, sconta una serie di incertezze. In particolare, oltre alla possibilità che, in taluni casi, i risparmi annui generabili dai progetti a consuntivo siano stati sovrastimati dagli stessi operatori per motivi diversi<sup>18</sup>, gli Scenari sopra descritti, soprattutto quello più completo (il 3) scontano forti incertezze normative, alle quali è dedicato il prossimo paragrafo.

<sup>17</sup> Ossia del periodo di diritto all'emissione dei TEE.

<sup>18</sup> Oltre che per effetto di errori nelle procedure di stima, i risparmi energetici effettivamente generati dai progetti analitici e, soprattutto, a consuntivo possono essere inferiori al previsto per effetto di variazioni nel ciclo produttivo (es.: rallentamenti della produzione o fermi degli impianti).

I risultati delle simulazioni effettuate in base ai tre Scenari sono illustrati nella Figura 3.1 e nella Tabella 3.1: lo *stock* dei progetti presentati all'Autorità fino a fine gennaio 2012 (Scenario 2) è in grado di generare una disponibilità di TEE superiore al 60% dell'obiettivo 2011 e pari a circa il 30% dell'obiettivo 2012 mentre, sulla base delle ipotesi sopra descritte in merito ai nuovi progetti che potrebbero venire presentati all'Autorità nel corso dei prossimi dodici mesi (Scenario 3), a maggio 2013 sarebbe possibile, oltre che compensare tutta la quota residua dell'obiettivo 2011, raggiungere la soglia del 60% anche per l'obiettivo fissato per l'anno 2012.

FIGURA 3.1

Previsioni relative ai TEE che saranno disponibili per il conseguimento degli obiettivi 2011-2012 in base a tutti i progetti noti al 30/01/2012 (Fonte: elaborazioni su dati Autorità)

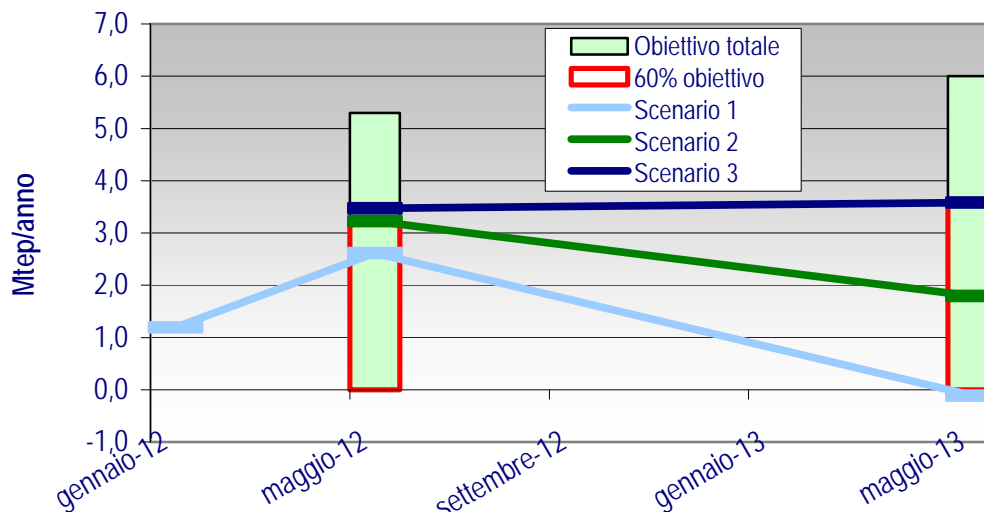


TABELLA 3.1 - Previsioni relative all'ammontare di titoli che si renderanno disponibili per adempiere agli obblighi fissati per gli anni 2011 e 2012 (Fonte:elaborazione dati Autorità)

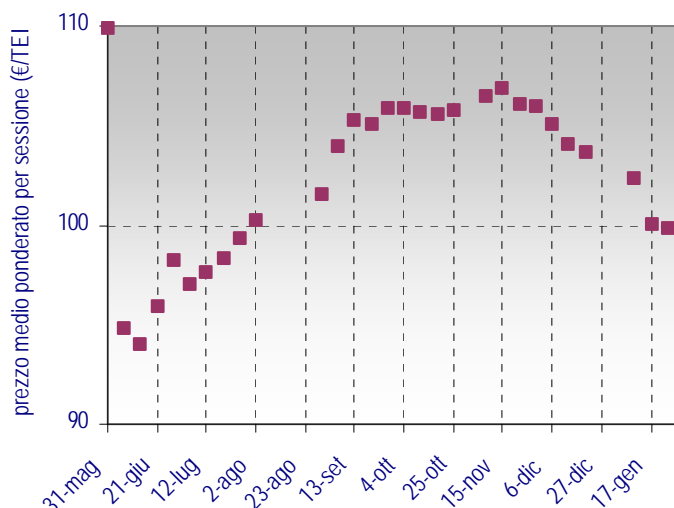
	TEE disponibili	Obiettivo	% di copertura
Al 31 maggio 2012	2,6 – 3,5	5,3	49% - 65%
Al 31 maggio 2013	0 – 3,6	6,0	0% - 60%

Tenuto conto dei criteri di attuazione delle *nuove Linee guida* previsti nella delibera di approvazione<sup>19</sup>, l'effettivo impatto del provvedimento sull'offerta di TEE e sui prezzi di scambio inizierà ad essere visibile a partire dal mese di aprile (2012). Sebbene, dunque, sia prematura ogni valutazione degli effetti del provvedimento sulle aspettative e sulle strategie degli operatori, è interessante osservare la correzione al ribasso dei prezzi di scambio dei TEE registrata in borsa dall'entrata in vigore del provvedimento, illustrata nella seguente Figura 3.2.

<sup>19</sup> In particolare, tenuto conto: della riapertura del Sistema informativo (aggiornato per integrare, tra l'altro, il coefficiente di durabilità tau), dal 1 gennaio 2012, dopo due mesi di sospensione della possibilità di presentare nuove richieste di verifica e certificazione, anche al fine di consentire ad Enea di recuperare i ritardi accumulati nella valutazione delle richieste di verifica e certificazione pregresse; del previsto conguaglio dei TEE spettanti ai progetti standardizzati entro il 30 aprile 2012.

FIGURA 3.2

Andamento dei prezzi dei TEE in borsa dal 31 maggio 2011 al 31 gennaio 2012 (Fonte: elaborazioni su dati GME).



### 3.3 Le incertezze connesse all'evoluzione del quadro normativo

Come si è detto, nonostante si siano adottate ipotesi conservative nel disegnare gli scenari evolutivi sui quali si sono sviluppate le previsioni circa la capacità del sistema di conseguire gli obiettivi fissati dal Legislatore per l'anno d'obbligo 2011 (in corso) e per quello 2012, tali previsioni sono soggette ad incertezze di carattere normativo.

Le stesse incertezze condizionano la capacità del meccanismo di contribuire al conseguimento degli obiettivi che il Paese si è posto di conseguire nel più lungo termine (Pacchetto 20-20-20 al 2020) e di farlo giovandosi della capacità – propria dei soli strumenti di mercato - di raggiungere tali obiettivi al costo minimo per il Paese. Questa capacità (costo-efficacia), infatti, dipende *in primis* dalla possibilità di sfruttare i differenziali di costo tra diverse tipologie di intervento che a loro volta derivano dalla ampiezza dell'ambito di applicazione del sistema, intesa sia come varietà delle soluzioni tecnologiche ammesse, sia come molteplicità degli operatori che possono sviluppare gli interventi e beneficiare del rilascio di TEE). Questo vantaggio comparato del meccanismo dei TEE rispetto, ad esempio, a sistemi di incentivazione di tipo *feed-in* o di natura fiscale - in termini di capacità di selezionare gli interventi che a parità di risparmi energetici generati hanno costi inferiori - genera benefici economici (costi evitati) che compensano abbondantemente i costi amministrativi relativamente maggiori generalmente correlati all'amministrazione di un sistema di mercato.

La mancanza di obiettivi post -2012

La prima incertezza, già oggetto di segnalazione nei precedenti *Rapporti Annuali sul meccanismo* e nelle ultime *Relazioni Annuali sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, deriva dalla mancanza di obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2012, dei quali si è prevista la definizione con il D.Lgs n. 115/08 e poi con il D.Lgs n. 28/2011 del marzo scorso. Il prolungamento temporale del meccanismo è stato inoltre confermato nei *Piani Nazionali* per il conseguimento degli obiettivi della Direttiva 2006/32/CE e del Pacchetto 20-20-20 al 2020.

La mancanza di certezza sull'estensione temporale e sull'entità dello sforzo che sarà richiesto al meccanismo nei prossimi anni e, dunque, sull'evoluzione della domanda futura di TEE, scoraggia inevitabilmente la presentazione di progetti e, soprattutto, lo sviluppo di nuovi investimenti strutturali, che generano i maggiori benefici complessivi per il Paese e che le *nuove Linee guida* hanno inteso promuovere.

Peraltro, il meccanismo di determinazione del contributo comunque riconosciuto ai TEE emessi a fronte dei progetti presentati fino all'ultimo anno d'obbligo ad oggi previsto dalla normativa (2012), rischia di alimentare forti speculazioni, che verrebbero pagate dai consumatori attraverso le tariffe dell'elettricità e del gas naturale. Infatti, tale meccanismo prevede che, a decorrere dal 1° gennaio del prossimo anno (2013), qualora non siano stati definiti obiettivi per gli anni successivi al 2012, i TEE generati da progetti realizzati in precedenza siano ritirati dall'Autorità ad un prezzo pari alla media delle transazioni di mercato registrate nel triennio 2010-2012, decurtata del 5 %<sup>20</sup>.

La seconda incertezza deriva dalla difficoltà di prevedere l'impatto sullo sviluppo dell'offerta di TEE dei nuovi meccanismi di incentivazione che sono stati gradualmente aggiunti al sistema dei titoli di efficienza energetica; in questo caso l'incertezza è duplice in quanto dipende:

- dal grado di erosione dell'ambito di applicazione dei TEE, ossia del bacino di interventi che oggi possono accedere al meccanismo e che rientrano, invece, nell'ambito di applicazione dei nuovi sistemi di sostegno;
- da alcuni dubbi inerenti le modalità applicative sia delle forme di incentivazione più recenti, sia di quelle preesistenti.

In particolare, nel seguito ci si sofferma sui possibili impatti sull'evoluzione dell'offerta di TEE:

- i) del nuovo meccanismo di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento introdotto dal DM 5 settembre 2011;
- ii) più in generale, della coesistenza di una moltitudine di sistemi di incentivazione diversi ma parzialmente sovrapposti e inter-relati, orientati a promuovere interventi di efficienza energetica negli usi finali e di sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche.

Dall'esperienza di gestione dei primi mesi di applicazione del DM in materia di CAR e quella, più lunga, di gestione del meccanismo dei TEE e delle sue interazioni con gli altri regimi di sostegno pre-esistenti e successivi alla sua introduzione, derivano indicazioni importanti che si ritiene debbano essere considerate con attenzione anche nel disegno del nuovo conto energia termica (CET) previsto dal D.Lgs n. 28/11, al quale è pertanto dedicata la parte finale di questo paragrafo.

### **i) Gli effetti del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**

Come si è illustrato nelle pagine precedenti, il decreto ministeriale del 5 settembre 2011 ha introdotto un nuovo regime di incentivazione della CAR che, pur formalmente basato sull'emissione di titoli di efficienza energetica (denominati 'certificati bianchi' nel DM), risulta di fatto fondato su meccanismi di calcolo e gestionali che esulano dalla disciplina finora applicata ai TEE, definita con i DM in materia emanati dal 2001 al 2008.

Per effetto dell'introduzione di questo nuovo meccanismo, si sono prodotte complesse interazioni tra i diversi regimi di sostegno della cogenerazione, che hanno reso il quadro delle incentivazioni di questi interventi estremamente articolato e soggetto ad incertezze applicative, come emerge anche dalle molte richieste di chiarimento rivolte dagli operatori all'Autorità, al GSE (che gestisce l'attuazione del DM) e allo stesso Ministero dello sviluppo economico.

In estrema sintesi, gli effetti del DM sull'offerta di TEE in rapporto agli obiettivi da conseguire potrebbero essere sia positivi (qualora, ad esempio, vengano emessi certificati bianchi per impianti di cogenerazione ulteriori rispetto a quelli che avevano già beneficiato in passato del rilascio di TEE), sia negativi (qualora gli operatori titolari di impianti di cogenerazione realizzati negli ultimi anni optino per il ritiro dei certificati bianchi da parte del GSE anziché per la loro emissione) e non è, dunque, prevedibile quale segno potrà avere l'effetto complessivo sul

---

L'incertezza  
dell'impatto di  
altri sistemi di  
sostegno

---

<sup>20</sup> Cf. art. 2, comma 8, del DM 21 dicembre 2007.

meccanismo dei TEE di queste due tendenze contrapposte. Devono inoltre essere ancora definite nel dettaglio le modalità con cui i risparmi energetici connessi ai CBCAR ritirati dal GSE sono contabilizzati ai fini degli obiettivi quantitativi nazionali connessi al meccanismo dei TEE.

A quanto sopra, si aggiunge la necessità di chiarire le modalità applicative del DM con particolare riferimento ai seguenti aspetti:

- a) quali incentivi debbano/possano essere applicati agli impianti già in esercizio alla data di entrata in vigore del DM;
- b) quali incentivi si debbano/possano applicare per gli interventi futuri, alimentati da fonti fossili e/o rinnovabili;
- c) se e come siano ammissibili alcune tipologie di intervento;
- d) con quali modalità debbano essere gestiti alcuni specifici risvolti attuativi del provvedimento.

Con riferimento al punto a) – quali incentivi debbano/possano essere applicati agli impianti già in esercizio alla data di entrata in vigore del DM - il DM prevede che (articolo 6, comma 3) *“Gli operatori che hanno avuto accesso ai certificati bianchi ai sensi del DM 20/7/2004 possono accedere ai benefici di cui al presente decreto previa rinuncia...”*, ma a tale proposito non è esplicitato se la scelta tra i due regimi di sostegno debba essere intesa applicabile in modo restrittivo ai soli sistemi che hanno già ottenuto l'emissione di TEE oppure a tutti i sistemi per i quali alla data di entrata in vigore del DM erano già state presentate proposte di progetto a consuntivo o richieste di verifica e certificazione dei risparmi, ma che non avevano ancora ottenuto TEE.

Più complessi e rilevanti sono i problemi legati alla necessità di capire come gestire i progetti futuri (punto b), soprattutto qualora si tratti di “interventi integrati” o di interventi alimentati da fonti rinnovabili. Con il termine generale di “interventi integrati” ci si riferisce a situazioni complesse, ma tutt'altro che infrequenti, nelle quali la cogenerazione è abbinata ad altri interventi di efficientamento energetico, quali ad esempio:

- costruzione *ex novo* di reti di teleriscaldamento alimentate congiuntamente da cogeneratori, caldaie semplici, pozzi geotermici o cascami termici industriali;
- estensione di reti di teleriscaldamento esistenti, alimentate anche da sistemi cogenerativi;
- cogenerazione abbinata ad altri apparati efficienti (caldaie di integrazione ad alta efficienza, assorbitori, ecc.) o ad altri interventi di riduzione della domanda di energia (isolamento delle tubazioni di trasporto del calore o altri interventi di riduzione dei fabbisogni di calore);
- applicazioni congiunte con le fonti rinnovabili termiche (ad es. cogeneratore abbinato ad una caldaia a biomasse o a pompe di calore).

Tra questi “interventi integrati” possono rientrare sia casi nei quali una suddivisione netta tra il sistema cogenerativo e il resto del sistema sarebbe tecnicamente impraticabile, oppure estremamente costosa/complessa, sia casi nei quali i sistemi complessi possono essere scissi nelle singole componenti, che possono dunque a loro volta venire monitorate in modo indipendente l'una dall'altra (ad es. nei sistemi di teleriscaldamento urbano). Nella prima casistica il regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 non sarebbe applicabile, a causa dell'impossibilità di calcolare gli indici di prestazione richiesti (rendimento globale e PES) su un sistema di cogenerazione isolato, mentre nella seconda casistica l'applicazione contemporanea del regime CAR per una parte del sistema e del regime dei TEE per la parte restante può risultare estremamente complessa, sia per gli operatori, sia per le amministrazioni coinvolte che dovranno coordinarsi per verificare la coerenza dei dati dichiarati e il rispetto dei divieti di cumulo previsti dalla normativa.

Per quanto riguarda i sistemi CAR alimentati da fonti rinnovabili (FER) il decreto ministeriale, diversamente da quanto previsto dai criteri generali elencati all'articolo 6 del D.Lgs. n. 20/07, non prevede particolari agevolazioni rispetto a quelli alimentati da fonti fossili; il nuovo regime prevede, invece, un obbligo di scelta tra le due forme di incentivazione: certificati bianchi su

produzione totale (elettrica e termica) oppure certificati verdi/tariffa fissa onnicomprensiva sulla sola produzione elettrica.

Al contrario, in ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 18 del D.Lgs. 387/03, il meccanismo dei TEE applicato fino ad oggi ha previsto che i sistemi cogenerativi alimentati da FER potessero ricevere un incentivo supplementare rispetto a quello riconosciuto per la sola generazione elettrica da FER, emettendo TEE in misura proporzionale alla sola produzione di calore utile, mentre la produzione elettrica viene incentivata tramite l'emissione di certificati verdi; in altre parole, la produzione termica di un cogeneratore a biomassa viene incentivata con TEE in ugual misura a quella di una semplice caldaia a biomassa, lasciando ad altri strumenti l'incentivazione della produzione elettrica<sup>21</sup>. Stante la situazione normativa sopra descritta, nella quale viene meno lo stimolo al recupero del calore cogenerato, è dunque verosimile che i titolari di impianti di cogenerazione alimentata da FER non aderiscano al regime di sostegno per la CAR e optino, invece, per il riconoscimento di incentivi sulla sola produzione elettrica, sottraendo dunque un ulteriore apporto potenziale all'offerta di TEE.

Con riferimento alla ammissibilità di particolari tipologie di intervento (punto c), nel contesto generale dei sistemi per la produzione combinata di energia elettrica e calore vi sono varie tipologie d'intervento per il miglioramento dell'efficienza energetica che sembrerebbero non rientrare nell'ambito di applicazione del decreto 5 settembre 2011 ma possono, invece, rientrare in quello più ampio dei decreti ministeriali sui TEE (DM 20/7/2004 e s.m.i.); si considerino, ad esempio, i seguenti casi:

- sostituzione del solo motore primo di un impianto di cogenerazione (ad es. sostituzione di turbina a gas con altra turbina a gas oppure sostituzione di turbina a gas con motore endotermico alternativo), oppure rifacimento di un impianto di cogenerazione realizzato meno di 12 anni prima (entrambi casi esplicitamente esclusi dalla definizione di "rifacimento" prevista dal DM 5/9/2011, articolo 2, comma 1, lettera b);
- recuperi di calore da sistemi cogenerativi non ad alto rendimento (ad es. spillamenti di vapore dalla turbina di centrali termoelettriche a fini di teleriscaldamento, quali ad esempio quelli di cui la proposta di Direttiva europea proporrebbe di introdurre l'obbligo).

In questi casi sarebbe auspicabile confermare il diritto di accesso al meccanismo dei TEE.

Con riferimento, infine, alle modalità di gestione di alcuni risvolti attuativi del provvedimento (punto d) si osserva che:

- sebbene il DM non tratti esplicitamente le modalità applicative del disposto dell'articolo 6, comma 3 (obbligo di rinuncia all'intero ammontare di TEE già ottenuti per impianti esistenti come condizione per accedere agli incentivi CAR) nei casi di "interventi integrati" in cui il risparmio energetico già certificato è derivato dall'interazione tra diverse componenti, una sola delle quali è il cogeneratore, rinunciare al godimento dei TEE già ottenuti per l'impianto di cogenerazione implica, inevitabilmente, la rinuncia all'incentivazione ottenuta grazie a tutte le componenti, considerata la sostanziale impossibilità di distinguere a posteriori le diverse sorgenti di risparmio;
- la possibilità per gli operatori di ripetere annualmente la scelta tra l'emissione dei TEE spettanti o il loro ritiro da parte del GSE - prevista dall'art. 9 del DM e dalla modulistica predisposta dal GSE - rende arduo prevedere sia il grado di copertura degli obiettivi nazionali di risparmio energetico fissati per il futuro, sia l'impatto di tale disposizione sulle tariffe del gas naturale;

---

<sup>21</sup> A tale proposito è importante osservare come l'estensione di questa soluzione anche agli impianti di taglia non superiore a 1 MWe e che beneficiano di Tariffa Fissa Onnicomprensiva, per quanto ragionevole e auspicabile, non è esplicitamente supportata dal quadro normativo vigente (articolo 2, comma 152 della Legge Finanziaria 2008) ed è, pertanto, ancora soggetta ad incertezza.

- malgrado il coordinamento già avviato tra il GSE e l'Autorità per assicurare il rispetto del divieto di cumulo tra TEE e CBCAR sulla stessa unità di cogenerazione, la verifica del rispetto di questo divieto è resa particolarmente complessa e a rischio di inefficacia dal fatto che i due sistemi di incentivazione sono rivolti a beneficiari diversi e che i relativi strumenti informatici di gestione sono stati costruiti in momenti differenti e, dunque, con obiettivi in parte differenti: verificare se, per una stessa unità di cogenerazione entrata in esercizio prima del settembre 2011, soggetti diversi abbiano richiesto/ottenuto TEE e abbiano successivamente richiesto anche l'emissione di CBCAR è, dunque, difficoltoso e oneroso per le amministrazioni coinvolte e, dunque, impone costi amministrativi addizionali al Paese, senza comunque garantire la piena efficacia del divieto di cumulo.

## ii) Gli impatti delle crescenti interazioni tra i vari meccanismi di sostegno

Dopo l'avvio del sistema dei TEE - originariamente disegnato dal Legislatore con un ambito di applicazione estremamente ampio, in coerenza con quanto richiesto per sfruttare i vantaggi di un meccanismo di mercato quale quello dei TEE - sono stati introdotti nel quadro normativo altri strumenti di incentivazione settoriali. Si pensi ad esempio a:

- sgravi fiscali (20%, 36%, 55%, riduzioni accise, crediti d'imposta, ecc.);
- certificati verdi ex D.Lgs n. 79/99 (CV);
- tariffa fissa onnicomprensiva (TFO);
- certificati verdi per cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CHP+TLR) ai sensi della L. 239/04 (CV-TLR);
- certificati bianchi ai sistemi CAR ai sensi del DM 5/9/11 (CB-CAR);
- conto energia per il fotovoltaico (CEF);
- l'atteso Conto Energia Termica previsto dal D.Lgs. n. 28/11 (CET).

Le interazioni tra questi meccanismi possono originare uno o più dei seguenti rischi:

- "cannibalizzazione" reciproca, nella misura in cui un divieto di cumulo induce una restrizione del campo di applicazione dei TEE e rende, quindi, più difficile il raggiungimento degli obiettivi assegnati ai soggetti obbligati, di cui è dunque necessario tenere conto;
- possibili distorsioni tra mercati contigui poiché, a parità di beneficio conseguito (risparmio di 1 tep o produzione di 1 tep termico), possono essere erogati incentivi di entità molto diversa a seconda della soluzione tecnologica adottata o del soggetto beneficiario;
- rischio di doppi conteggi nell'ambito della contabilità nazionale, strumento indispensabile per valutare la distanza dagli obiettivi prefissati;
- rischi di sovra-incentivazione per alcuni interventi, soprattutto nei casi in cui la cumulabilità tra i diversi incentivi non è disciplinata in modo esplicito (come, ad esempio, nel caso degli interventi che beneficiano della TFO e che possono al contempo accedere ai TEE), o nei casi in cui esistono difficoltà oggettive di verifica dei divieti di cumulo derivanti da differenze sostanziali nel disegno dei vari meccanismi;
- conseguenti complessità di applicazione per gli operatori e per le istituzioni coinvolte, con conseguenti aggravii dei costi amministrativi sostenuti dal Paese;
- potenziale 'perdita' di interventi, che non accedono né all'uno né all'altro sistema di incentivazione a causa della difficoltà (o dei costi) per gli operatori di comprendere gli esatti confini dell'uno e dell'altro e/o di valutare le convenienze economiche relative.

La Tabella 3.2 evidenzia il complesso "effetto a scacchiera" generato dalle interazioni tra i TEE e gli altri strumenti di incentivazione, con riferimento all'ambito di applicazione e alla disciplina della cumulabilità tra incentivi.



TABELLA 3.2 – Mappa delle sovrapposizioni tra TEE e altri meccanismi incentivanti

Tipo intervento	fiscali	CV	TFO	CV-TLR	CB-CAR	CEF	CIP 6	CET
Caldaie ad alta efficienza	Si	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NO
Fonti rinnovabili (FER) termiche	Si	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NO
Cogenerazione da FER	n.a.	NO *	NO *	n.a.	NO	n.a.	n.a.	n.a.
Cogenerazione da fonti fossili	Si	n.a.	n.a.	n.a.	NO	n.a.	n.a.	n.a.
Teleriscaldamento da fonti fossili	Si	n.a.	n.a.	NO	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Teleriscaldamento da FER	Si	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Si	n.a.
Interventi sugli involucri edilizi	Si	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NO
Sostituzione motori elettrici	Si	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Impianti fotovoltaici <20 kWp	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NO	n.a.	n.a.

"Si" indica che l'incentivo è applicabile e cumulabile con i TEE; "NO" indica che l'incentivo è applicabile ma non cumulabile con i TEE; "n.a." indica che l'incentivo non è applicabile per la specifica tipologia d'intervento

\* Si noti a tale proposito la differenza nella formulazione dei divieti di cumulo per CV e TFO, evidenziata nella nota 21.

In generale, dunque, la gestione combinata di più meccanismi in parziale competizione/sovrapposizione tra loro risulta difficoltosa, sia per gli operatori sia per le amministrazioni coinvolte, e induce una riduzione di efficienza economica complessiva, per effetto degli elevati costi di gestione e transazione legati al pur necessario coordinamento amministrativo<sup>22</sup>. La coesistenza di più regimi di sostegno deve dunque trovare giustificazione nel fatto che i maggiori costi imposti al Paese dal ricorso ad uno strumento in sostituzione di un altro sono più che compensati dai maggiori benefici conseguibili con il primo, ad esempio, per effetto di un più efficace superamento di particolari barriere agli investimenti in efficienza energetica. Questo anche considerato che, come si è visto (PAEE 2011), a parità di efficacia, ossia di risparmi energetici conseguiti, i TEE si sono dimostrati lo strumento economicamente più efficiente.

### iii) Il disegno del futuro "conto Energia termica" (CET)

Quanto sopra osservato in relazione ad altri strumenti di incentivazione, è valido anche per le interazioni e gli impatti sul meccanismo dei TEE derivanti dall'introduzione del "conto energia termica", previsto dal D.Lgs n. 28/11. Sebbene l'ambito di applicazione del CET sia limitato dallo stesso D.Lgs n. 28/11 agli interventi di piccole dimensioni, sia per la produzione di energia termica, sia per gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, la previsione di un suo inserimento nel quadro normativo nazionale ha generato inevitabili aspettative negli operatori e negli investitori. Dalle interazioni con i soggetti che abitualmente operano nel mercato dei TEE è infatti evidente che, in attesa della definizione dei criteri di ammissione, dei livelli e delle modalità di incentivazione di questo nuovo strumento, l'impossibilità di confrontare le convenienze economiche relative rispetto al meccanismo dei TEE potrebbe sottrarre interventi a quest'ultimo, nonostante l'aumento del livello di incentivazione conseguente all'introduzione delle *nuove Linee guida*. L'effetto di erosione dell'offerta di TEE sarà inevitabilmente amplificato quando il meccanismo sarà entrato in vigore, essendo concepito dal D.Lgs n. 28/11 come sostitutivo (e non alternativo, con conseguente possibilità di scelta per gli operatori) rispetto ai titoli di efficienza energetica.

Nel definire l'ambito di applicazione del CET andrebbe anche considerata la necessità di limitare il più possibile le sovrapposizioni con gli ambiti di intervento dei distributori di gas naturale al fine di accedere al punteggio riconosciuto dal *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione*

<sup>22</sup> Il D.Lgs. n. 115/08 aveva iniziato a introdurre una disciplina generale per la cumulabilità dei TEE con altri incentivi (articoli 6, commi 3 e 4); in attesa del completamento di tale disciplina (e, in particolare del decreto attuativo che definisce la misura massima in cui i TEE erano intesi come cumulabili con altre forme di incentivo, il D.Lgs. n. 28/11 ne ha disposto l'abrogazione dall'entrata in vigore del conto energia termica

dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale di cui si è detto più sopra<sup>23</sup>.

In aggiunta, in considerazione della maggiore efficienza economica del meccanismo dei TEE rispetto a sistemi di *feed-in*, e del fatto che tale vantaggio comparato (a parità di risparmi conseguiti) discende dalla possibilità di sfruttare i benefici potenziali del *trading* combinati a quelli di un ambito di applicazione originariamente molto esteso – un'attenzione particolare dovrebbe essere posta nella definizione dei livelli di incentivazione delle singole soluzioni tecnologiche ammesse a beneficiare del CET. Questo anche tenuto conto del fatto che, come si è detto, sia il CET che i certificati bianchi per la CAR sono sostitutivi e non alternativi ai TEE, e che i primi sono totalmente a carico delle tariffe del gas naturale<sup>24</sup>.

Tenuto conto delle difficoltà e dei costi di gestione di cui si è detto in relazione al nuovo sistema di incentivazione della CAR, analoga attenzione dovrebbe essere posta nel disegnare il CET in modo da minimizzare i costi di amministrazione del sistema, che sono anch'essi a carico delle tariffe del gas naturale (al netto della parte non coperta da altre risorse) di gestione.

### L'incertezza sull'impatto di altri sistemi di sostegno e la definizione degli obiettivi futuri

Prima di discutere della terza fonte di incertezza per l'elaborazione di previsioni di sviluppo dell'offerta di TEE, si osserva che l'effetto della convivenza di una pluralità di sistemi di incentivazione dell'efficienza energetica negli usi finali e delle fonti rinnovabili termiche è anche quello di rendere più difficile definire gli obiettivi che il meccanismo dei TEE dovrà conseguire nei prossimi anni. Obiettivi che, come si è già rilevato più sopra, è opportuno che siano comunque rivolti ad interventi di nuova realizzazione, per garantire un effettivo contributo al conseguimento dei target nazionali al 2016 e al 2020.

Come si è brevemente ricordato più sopra, considerato che la vigente normativa (DM 24 luglio 2004 e s.m.i.) prevede che siano ancora ammissibili al rilascio dei TEE progetti realizzati a partire dal 2005, per quanto di competenza l'Autorità ha introdotto nelle *nuove Linee guida* alcune disposizioni volte ad assicurare che gli incentivi vadano soprattutto a promuovere la realizzazione di nuovi interventi.

Parallelamente all'introduzione di queste disposizioni, si ritiene però importante un intervento volto a modificare le disposizioni normative vigenti in materia di progetti ammissibili al rilascio dei TEE, al fine di impedire che progetti realizzati molti anni addietro possano ancora beneficiare dell'accesso al meccanismo.

La terza incertezza che grava sull'evoluzione del meccanismo dei TEE è relativa alla sua *governance* ed ha, come diremo, inevitabili impatti anche sui risultati conseguibili in rapporto agli obiettivi da raggiungere.

Come si è detto più sopra, con il D.Lgs n. 28/11 sono state introdotte disposizioni di modifica di parti importanti del modello di gestione del meccanismo che lo aveva contraddistinto sin dai decreti ministeriali dell'aprile 2001. Alcune di queste disposizioni sono immediatamente attuative – segnalatamente, la previsione che Enea sviluppi proposte di nuove schede standard che verranno successivamente adottate dal Ministero dello sviluppo economico – mentre di altre è demandata l'attuazione a futuri decreti ministeriali, che devono ancora essere adottati.

<sup>23</sup> Più in generale, ogni ulteriore erosione dell'ambito di applicazione del meccanismo dei TEE per quanto riguarda gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica sugli usi finali di gas naturale impatterà inevitabilmente sull'effettiva possibilità per i distributori di beneficiare di questo criterio di gara.

<sup>24</sup> Mentre l'onere dei TEE è ripartito tra le tariffe elettriche e quelle del gas naturale.

In particolare, vengono demandati a successivi decreti sia il passaggio al GSE dell'attività di gestione connessa con la certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti, sia la prevista definizione di nuovi criteri generali per l'aggiornamento del contributo tariffario per il conseguimento degli obblighi da parte dei distributori.

L'effetto di tali interventi è quello di un sostanziale aumento del numero di soggetti coinvolti sia nella definizione dei provvedimenti attuativi, sia nella gestione delle diverse parti che compongono il meccanismo, con conseguenti difficoltà di coordinamento tra questi soggetti, incertezze per gli operatori nell'individuare gli interlocutori (come ad esempio per la proposta e lo sviluppo di nuove schede tecniche), difficoltà di gestione e pianificazione per le amministrazioni coinvolte nella regolazione e nell'attuazione del meccanismo con l'attuale modello di *governance* (Autorità e GME in primis) e con quello futuro previsto dal D.Lgs e, nel complesso, un aumento dei costi di transazione e di gestione del sistema a carico della collettività.

Queste incertezze e difficoltà di coordinamento, già sperimentate nei primi mesi di attuazione di quanto già disposto in termini attuativi dal D.Lgs, si ripercuotono anche sui risultati conseguiti e conseguibili dal meccanismo, *coeteris paribus*, nella misura in cui allungano i tempi decisionali rallentando, ad esempio, la presentazione di proposte da parte degli operatori e il successivo sviluppo di nuove schede tecniche, o la conclusione delle istruttorie sui progetti presentati dagli operatori, che sono funzionali al rilascio dei TEE e, dunque, ad alimentarne l'offerta<sup>25</sup>. In aggiunta l'incertezza sul modello di *governance* futuro rende complesse per l'Autorità anche le decisioni inerenti la prosecuzione dell'attuale modello di gestione<sup>26</sup>.

In aggiunta, come l'Autorità ha già osservato nella segnalazione sullo Schema di D.Lgs del gennaio 2011 (PAS 1/11), da una parte l'Autorità non è più dotata degli strumenti necessari per poter svolgere la funzione di garanzia dell'equilibrio tecnico-economico complessivo del sistema e di tutela degli interessi dei consumatori e, dall'altra, il D.Lgs non prevede un'unica istituzione che garantisca l'affidabilità complessiva del sistema, svolgendo funzioni di validazione e controllo di coerenza. Anche tale situazione contribuisce al rischio di squilibri nel sistema con conseguenze negative in termini di risparmi energetici conseguiti o conseguibili e/o costi complessivi a carico della collettività.

In conclusione, è dunque auspicabile che le richiamate incertezze vengano risolte nel più breve tempo possibile, al fine di facilitare un corretto ed equilibrato sviluppo del meccanismo.

### 3.4 Ulteriori aspetti di attenzione

Alle criticità si qui evidenziate, si aggiungono alcuni elementi che rallentano o impediscono lo sfruttamento dei potenziali di risparmio correlati ad alcune applicazioni di tecnologie efficienti. In particolare, l'esperienza di gestione del meccanismo ha evidenziato esigenze di ulteriore sviluppo o, anche se in misura minore, di aggiornamento della normativa tecnica relativa ai prodotti e ai sistemi ad alta efficienza energetica e alle fonti rinnovabili termiche. Nel seguito si riportano alcuni esempi.

- Pompe di calore per riscaldamento: la semplificazione procedurale introdotta con la pubblicazione di schede tecniche dedicate (n. 15 per gli impianti unifamiliari e n. 26 per gli

Normativa  
tecnica su  
prodotti e sistemi

<sup>25</sup> Si consideri, ad esempio, che al fine di garantire il recupero dei ritardi accumulati nella valutazione di proposte di progetto e di richieste di verifica e certificazione da parte dell'Enea, di cui l'Autorità ancora si avvale, nell'ambito di una specifica Convenzione e nelle more del passaggio di questa attività dal GSE, l'Autorità è intervenuta già due volte, con la deliberazione EEN 9/11 (sospendendo la possibilità di presentare nuove richieste per i mesi di novembre e dicembre) e con la successiva deliberazione EEN 14/11 (differendo i tempi oltre i quali è prevista l'approvazione per silenzio assenso delle proposte di progetto a consuntivo presentate dall'ottobre al dicembre 2011).

<sup>26</sup> L'attuale Convenzione con Enea è in scadenza il prossimo mese di maggio.

impianti centralizzati) non è risultata sufficiente per stimolare la rendicontazione di progetti basati su queste tecnologie; più volte gli operatori interessati a sviluppare interventi basati sull'utilizzo di pompe di calore per la climatizzazione hanno segnalato agli uffici dell'Autorità come l'accesso ai TEE per interventi di questo tipo sia reso difficoltoso o, di fatto, impossibile dal requisito del rispetto dei coefficienti di dispersione volumica previsto dai DM 20 luglio 2004<sup>27</sup>, in considerazione dell'onerosità della certificazione delle caratteristiche dell'involucro; tale previsione potrebbe essere rimossa dal dettato normativo senza andare a discapito della qualità dei progetti realizzati, anche in considerazione dell'evoluzione intervenuta nell'ultimo decennio nel campo dei requisiti di qualità degli involucri edilizi (con i D.Lgs. n. 192/05, n. 311/06 e s.m.i.).

- Sistemi per la pubblica illuminazione ad alta efficienza, con particolare riferimento alle applicazioni delle sorgenti luminose a LED (quali le lampade semaforiche e votive oggetto delle schede tecniche n. 23 e n. 24): diverse segnalazioni pervenute dagli operatori hanno evidenziato forti difficoltà nel conseguire la certificazione delle prestazioni funzionali ed energetiche degli apparecchi; le esigenze, in questo caso, sono di due ordini:

a) integrazione della normativa tecnica al fine di includere tutti gli aspetti rilevanti per un'attendibile determinazione dei risparmi energetici; per chiarire questa esigenza è utile considerare il caso dei sistemi semaforici a LED: la norma UNI EN 12368:2006, norma di riferimento del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti per valutare l'adeguatezza di una lanterna semaforica, specifica requisiti relativi all'intera lanterna e non alle sorgenti luminose in essa contenute; ciò rende di fatto impossibile incrementare il livello di efficienza energetica dei sistemi semaforici tramite la mera sostituzione delle sorgenti, imponendo la sostituzione dell'intera lanterna<sup>28</sup>, con un notevole aggravio di costi per le pubbliche amministrazioni; ne è fino ad oggi derivato un utilizzo marginale della scheda tecnica n. 23, sviluppata per semplificare l'accesso al meccanismo dei TEE di questa tipologia di interventi.

Preservando gli importanti obiettivi di sicurezza stradale perseguiti dalla vigente normativa tecnica per gli impianti semaforici, potrebbe pertanto essere valutata l'opportunità di sviluppare norme tecniche per la certificazione delle sole sorgenti luminose, contribuendo in tal modo a contenere gli oneri amministrativi connessi alla sostituzione di lampade semaforiche ad incandescenza con lampade semaforiche a LED e, per questa via, allo sfruttamento dei significativi potenziali di risparmio energetico che potrebbero derivare da tali interventi;

b) l'integrazione degli archivi informatizzati accessibili *online* (curati dal Ministero dell'Università e della Ricerca, Accredia e Commissione Europea) con informazioni di dettaglio sullo specifico ambito di competenza degli organismi di certificazione e, dunque, in merito a quali di essi certifichino i prodotti in base ad una determinata norma tecnica, semplificando in tal modo il rispetto di quanto previsto dall'art. 6 dei DM 20/7/2004 e delle schede tecniche predisposte dall'Autorità.

- Dispositivi elettronici efficienti per le abitazioni e per il settore dei servizi (ad es. stampanti laser ad alta efficienza, dispositivi per la connettività a larga banda): malgrado per queste applicazioni si stimino potenziali di risparmio energetico annuo nell'ordine di diverse centinaia di GWh, ad oggi non sono ancora disponibili metodi idonei alla definizione di sistemi di etichettatura energetica di tali dispositivi, che sono invece fondamentali per

---

<sup>27</sup> Nell'Allegato 1 di entrambi i decreti ministeriali 20 luglio 2004 e indicate come "installazione di pompe di calore elettriche o a gas con funzione di riscaldamento e raffreddamento, in edifici di nuova costruzione o ristrutturati aventi coefficiente di dispersione volumica per trasmissione dell'involucro edilizio, Cd, inferiore ai limiti fissati, in funzione dei gradi-giorno della località, nella successiva tabella 1, e che rispettino eventuali ulteriori prescrizioni contenute nelle linee guida di cui all'art. 5, comma 6".

<sup>28</sup> In particolare la certificazione è riferita alle sorgenti luminose inserite negli specifici tipi di lanterne semaforiche (identificati con marca e modello) e non è considerata esportabile ad altre tipologie di semafori.

supportare lo sviluppo di metodologie di quantificazione dei risparmi energetici conseguibili e, dunque, per facilitare l'accesso di tali interventi agli incentivi connessi con i TEE.

- Sistemi di illuminazione d'interni nel settore terziario (ad esempio per uffici e supermercati): anche in questo caso ad oggi non sono disponibili norme tecniche che consentano il calcolo dell'efficienza energetica complessiva di questi sistemi tenendo conto di tutti i fattori che la influenzano (es.: efficienza delle sorgenti, disposizione degli apparecchi, tipologia di sistemi di controllo adottati, apporti della luce naturale, colorazione delle pareti, ecc.) e questo limita fortemente la possibilità di certificare i risparmi energetici ottenibili con gli interventi su questi sistemi.
- Centri di elaborazione dati (CED): anche in questo caso non sono disponibili norme tecniche per il calcolo dell'efficienza energetica complessiva di questi sistemi, la cui rilevanza in termini di potenziali di risparmio energetico è evidenziata anche nel *PAEE 2011*; in questo caso le prestazioni energetiche devono essere valutate tenendo conto sia del fatto che essi erogano diversi servizi (non solo l'elaborazione dei dati, ma anche il loro stoccaggio e la trasmissione su reti di telecomunicazioni), sia dei fattori che ne determinano i consumi, quali: le prestazioni degli apparati informatici, la disposizione degli apparati informatici all'interno del centro, l'efficienza degli impianti di climatizzazione, le caratteristiche termo-fisiche dell'edificio che ospita il centro, ecc.

Più in generale, anche per i TEE, così come per ogni meccanismo di sostegno agli interventi di efficienza energetica e alle fonti rinnovabili termiche, è essenziale il supporto di norme tecniche per la caratterizzazione delle prestazioni funzionali ed energetiche, e di metodologie condivise per la definizione di indici di efficienza che rappresentino il consumo energetico specifico richiesto per l'erogazione di un'unità standard di servizio (es.: il rendimento istantaneo nominale per le caldaie, il COP per le pompe di calore, il rapporto lumen/W per le sorgenti luminose, i kWh consumato per un ciclo standard di lavaggio di una lavatrice). Oltre che supporto indispensabile per la quantificazione dei risparmi energetici conseguiti dalle diverse tipologie di intervento (sviluppo di schede tecniche *in primis*), la normativa tecnica consente di fissare soglie o di costruire scale di efficienza in base alle quali attribuire marchi di qualità o costruire sistemi di etichettatura energetica che, a loro volta, possono servire da riferimento per individuare i dispositivi e i sistemi inefficienti di cui vietare la commercializzazione e quelli più efficienti da incentivare<sup>29</sup>. Nella direzione auspicata un importante lavoro è già compiuto dal legislatore Europeo a seguito dell'emanazione nel 2005 della cosiddetta "Direttiva Eco-Design" (Direttiva 2005/32/CE, successivamente modificata ed estesa dalla Direttiva 2009/125/CE). Iniziative coordinate a livello nazionale tra l'industria, gli enti di normazione e le istituzioni consentirebbero un'efficace estensione degli ambiti di applicazione della normativa tecnica.

---

<sup>29</sup> In aggiunta, numerose esperienze nazionali e internazionali (es.: etichettatura europea per elettrodomestici e sorgenti luminose; marchio EnergyStar per le apparecchiature da ufficio; stelle di efficienza per i generatori di calore; classi di efficienza dei motori elettrici applicate in base ai contenuti prima dell'accordo firmato dal comitato CEMEP e ora della norma IEC 60034-30:2008).