

PAS 1/11

**SEGNALAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E  
IL GAS AL PARLAMENTO E AL GOVERNO IN MERITO ALLO  
SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO 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”**

14 gennaio 2011

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), nell'esercizio della funzione consultiva e di segnalazione al Parlamento e al Governo nelle materie di propria competenza, di cui all'articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481, intende formulare, attraverso la presente segnalazione, le proprie osservazioni in merito allo “*Schema di decreto legislativo 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*” (nel seguito: “schema di decreto”), approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri in data 30 novembre 2010 ed attualmente sottoposto all'esame delle competenti Commissioni parlamentari.

## **Considerazioni generali**

Lo “schema di decreto” di recepimento della direttiva 2009/28/CE costituisce un documento ampio, nel quale sono ravvisabili molto aspetti positivi e del tutto condivisibili. Ci limiteremo qui, per pura opportunità di concisione, a cogliere invece quegli aspetti che più ci sembrano destare perplessità o preoccupazione e per i quali avanziamo alcune proposte per integrazioni o modifiche; ciò nell'intento di assicurare la dovuta collaborazione nell'impegno istituzionale per un sempre più efficace ed efficiente sviluppo dell'intero comparto “rinnovabili”, compresa la gestione degli strumenti di incentivazione affidati alla nostra competenza. Del resto, l'Autorità si è espressa ripetutamente, nel corso degli ultimi anni, proprio su queste materie<sup>1</sup>, nella convinzione che le fonti rinnovabili costituiscano, per il nostro Paese, una grande opportunità (non solo per quanto strettamente attiene la diversificazione delle fonti e la protezione ambientale, ma anche per la ricerca, la filiera industriale e l'occupazione). Una sempre più avanzata efficienza nella gestione degli incentivi e un deciso intervento di razionalizzazione e riorganizzazione dei processi autorizzativi, produrrebbero infatti benefici al settore in questione, anche in termini di *ritorno dell'investimento* che i cittadini stanno continuando a sostenere attraverso gli oneri di sistema (ad es. componente A3) posti in *bolletta*.

Da un punto di vista di insieme, lo “schema di decreto” sembra meritare interventi emendativi sui quattro aspetti generali, evidenziati di seguito.

### *Problematiche di applicabilità*

L'implementazione di una parte significativa delle misure previste dallo “schema di decreto” è rinviata ad una serie di successivi decreti governativi attuativi di evidente carattere regolamentare; ciò implica necessariamente una complessa e lunga procedura di emanazione che potrebbe non esaurirsi nemmeno nell'arco temporale già ampio (un anno) attualmente previsto nello “schema di decreto”. Ne possono derivare incertezze per gli investitori e ritardi nella predisposizione dei progetti o nella successiva

---

<sup>1</sup> Si vedano in particolare le Segnalazioni PAS 21/10 del 30 settembre 2010, PAS 3/10 del 29 gennaio 2010 e PAS 18/09 del 30 settembre 2009, nonché le memorie per le audizioni parlamentari del 20 ottobre 2010 presso la X Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato, del 25 febbraio 2009 presso la XIII Commissione Territorio e Ambiente del Senato, dell'11 febbraio 2009 presso la X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati e del 15 maggio 2007 presso la VIII Commissione Ambiente della Camera dei Deputati.

realizzazione degli impianti; ritardi che inducono rischi in ordine al raggiungimento di obiettivi vincolanti e sfidanti, quali quelli previsti al 2020 dalla normativa comunitaria. Per ovviare a questo problema sarebbe necessario:

- a. esplicitare nello “schema di decreto” alcuni dei criteri e delle regole rinviati a normativa secondaria;
- b. affidare ai decreti ministeriali disposizioni meramente attuative o di indirizzo; in tal modo, escludendo il carattere regolamentare dei provvedimenti, sarebbe possibile non solo comprimere significativamente i tempi di emanazione (tre-sei mesi) ma anche dare certezza ai provvedimenti stessi;
- c. attribuire all’Autorità i residui compiti regolamentari, con particolare riferimento a quelli attinenti l’utilizzo di proventi tariffari ai fini dell’incentivazione (ad es. determinazione ed aggiornamento dei valori degli incentivi riconosciuti, fissazione del valore unitario dell’incentivo base nell’ambito delle procedure concorsuali, etc).

#### Insufficiente adozione di strumenti di mercato

L’impianto generale del decreto prevede una sostanziale riorganizzazione degli strumenti di incentivazione per le fonti rinnovabili, imprimendo una sterzata al percorso originale, quello coerente con le liberalizzazioni e con un utilizzo preferenziale di efficienti meccanismi di mercato. Si nota infatti un orientamento verso meccanismi amministrati che, oltre a non dare garanzie sulla capacità di minimizzare i costi di sistema, risultano pure distonici rispetto alle logiche di fondo da cui muovono tutte le principali direttive e decisioni UE di settore, tutte orientate a rafforzare il ruolo dei mercati regolati e della concorrenza, anche per rafforzare sicurezza, adeguatezza, economicità, qualità ed ecocompatibilità del sistema energetico e dei suoi servizi. È ben vero che il decreto prevede il ricorso ad aste, per la scelta dei progetti da incentivare, ma lo fa con modalità tali da lasciare amplissimi varchi al rischio di inefficienze e, addirittura, di inapplicabilità (vedi infra, pag 4 al punto *Abbandono del meccanismo dei Certificati Verdi*)

#### Ripartizione dei compiti istituzionali

Lo “schema di decreto” introduce una serie di disposizioni di dettaglio relative a competenze esclusive dell’Autorità. Anche se le previsioni contenute nello “schema di decreto” sono coerenti con quanto già in corso di implementazione da parte dell’Autorità, si ritiene opportuno che le medesime, salvo opportuni chiarimenti circa gli obiettivi specifici ed i poteri attribuiti alla stessa Autorità, non vengano ridefinite nel decreto al fine di evitare che l’utilizzo di normative primarie, irrigidisca una disciplina che richiede una continua manutenzione evolutiva di dettaglio. Ci riferiamo, ad esempio, alla regolazione della remunerazione degli interventi di ammodernamento delle reti elettriche, secondo concetti da *smart grid*, e agli aggiornamenti delle condizioni per le connessioni. Si evidenzia pure che il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dovrebbe definire le modalità con cui è modificato lo *scambio sul posto* con l’intento di semplificarne le modalità di fruizione. Anche in questo caso, lo “schema di decreto” interviene su competenze già affidate all’Autorità da precedenti decreti legislativi (n. 387/03 e n. 20/07).

### Allocazione dei costi di incentivazione

In più occasioni, l’Autorità ha sottolineato come l’utilizzo delle tariffe dell’energia elettrica (e del gas) al fine di incentivare lo sviluppo e l’utilizzo di specifiche tecnologie di produzione energetica sia impropria, non equa (rispetto alle differenti capacità contributive dei cittadini<sup>2</sup>), e produca distorsioni nel mercato. In effetti le scelte di politica energetica-industriale-ambientale, (ad esempio lo sviluppo di una particolare filiera delle rinnovabili) dovrebbero trovare la loro più corretta copertura di spesa nell’ambito della fiscalità (al pari di qualunque altro costo socializzato). Oltre ai problemi di equità, il disaccoppiamento della responsabilità decisionale sul livello delle incentivazioni dalla responsabilità di dare copertura economica alle decisioni stesse può indurre, come avvenuto nel recente passato, livelli eccessivamente generosi di incentivazione che danneggiano i consumatori e l’ordinato sviluppo delle stesse fonti rinnovabili. Anche nel caso si volesse motivare l’utilizzo delle tariffe per l’incentivazione in base all’obbligo (previsto dalle direttive europee da recepire con lo “schema di decreto” in esame) di dotarsi di una quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili, non sarebbe corretto attribuire alle tariffe l’intero onere. Infatti in base a tale motivazione sarebbe al più legittimo attribuire al consumatore elettrico solo una parte del costo determinato da questa scelta UE. Tale parte di costo dovrebbe di fatto essere quella che consente di soddisfare la quota d’obbligo da rinnovabili al minor costo. Ciò significa, in altri termini, che al massimo dovrebbe essere speso sulla *bolletta* energetica degli italiani solo il paniere di fonti meno costose (quale che esso sia): l’obbligo infatti è quello di dotarsi di una determinata quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, non da tutte le fonti rinnovabili oggi realizzabili né da alcune di esse in particolare. Qualunque altra fonte, più onerosa, che si ritenga di voler incentivare (per i più vari e validi motivi) dovrebbe invece essere posta a carico della fiscalità generale.

In ogni caso se si volesse mantenere in *bolletta*, in tutto o in parte, la copertura degli incentivi per le rinnovabili, sarebbe opportuno che, fermi restando gli obiettivi quantitativi e temporali per ciascuna fonte (fissati dalle politiche energetiche, ambientali e industriali, proprie di Parlamento Governo), fosse demandata all’Autorità la responsabilità di definire le modalità per il raggiungimento dei medesimi obiettivi, minimizzando i costi sul modello già positivamente sperimentato con il meccanismo dei certificati bianchi per l’uso efficiente dell’energia. Al contrario si ribadisce che occorre evitare il totale disaccoppiamento tra il soggetto deputato alla regolazione degli strumenti incentivanti e il soggetto deputato alla definizione delle modalità per la copertura delle risorse.

### ***Strumenti di incentivazione***

#### Abbandono del meccanismo dei Certificati Verdi

Come già accennato, il meccanismo dei Certificati Verdi (nel seguito CV) può essere considerato esemplare di un eccesso di interventi su uno strumento, che han finito per snaturarne i principi e danneggiarne la funzionalità. Il 2007, infatti, ha dapprima visto

---

<sup>2</sup> Infatti i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese. In sostanza, una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli *oneri di sistema* in misura superiore ad un *single* benestante; allo stesso modo un’impresa ad alti consumi elettrici, ma con modesti utili, contribuisce più di un’impresa con utili elevati e bassi consumi.

l'introduzione di coefficienti moltiplicativi per fonte (con una remunerazione maggiore delle fonti più costose), che ha immediatamente alterato il meccanismo di mercato e fatto perdere la trasparenza di costo pagato dagli utenti. Sempre nel 2007, è stato poi introdotto l'obbligo di ritiro da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dei CV scaduti; questa misura ha aperto un *vulnus* al principio per cui è interesse del produttore da fonti rinnovabili fare efficienza (cioè minimizzare i propri costi, quindi quelli dell'utente finale) per non correre il rischio di restare con certificati invenduti. Questo primo obbligo di ritiro, inoltre, ha aperto la strada a un ulteriore stravolgimento del meccanismo dei CV, intervenuto nel 2008, e che ha previsto l'obbligo di ritiro, da parte del GSE, dei CV rimasti invenduti anno per anno. Un simile sistema risulterebbe impensabile in qualsivoglia settore industriale o commerciale. Basti immaginare un qualunque prodotto che, rimasto invenduto, venga comunque ritirato (a un prezzo amministrato) da parte di un soggetto pubblico.

Per completezza, va aggiunto il fatto che queste misure sono state il tentativo di risolvere (anche se nella maniera meno efficiente) un altro problema, quello di una insufficiente determinazione della quota d'obbligo sia su base quantitativa che temporale. A tale problema (una quota d'obbligo che non si è evoluta parallelamente allo sviluppo delle fonti rinnovabili) si è però risposto attraverso la trasformazione dei CV da strumento di mercato a meccanismo amministrato, con conseguente abbandono della ricerca del miglior impianto al minor costo.

Lo "schema di decreto" qui esaminato, nel pur condivisibile tentativo di operare un riordino degli incentivi e di sciogliere un impianto normativo ormai composto da una selva intricata di norme accavallate, lo fa però attraverso un taglio gordiano: il meccanismo dei CV subisce un vero e proprio azzeramento e si verifica un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in *bolletta*, producendo così un ulteriore costo per il sistema, da quantificare e valutare attentamente.

Tutto il meccanismo di incentivazione viene dunque allineato alla logica del *feed-in*, o tariffa amministrata, pur con dei correttivi e con il tentativo di promuovere una uniformità di applicazione tra le diverse fonti. In particolare, le procedure concorsuali, previste nello "schema di decreto", sembrano voler controbilanciare la rigidità della tariffa amministrata con un meccanismo di mercato volto ad incrementare l'efficienza degli strumenti di incentivazione. Viene quindi introdotta una soglia, pari a 5 MW, al di sopra della quale il valore unitario dell'incentivo viene definito tramite aste al ribasso e al di sotto della quale il valore unitario dell'incentivo è amministrato. Questo tentativo lascia troppi margini all'incertezza ed è facilmente eludibile. Infatti, l'introduzione di una soglia (peraltro non angusta) comporta il rischio che gli impianti vengano artificialmente contenuti entro i 5 MW al solo fine di evitare le procedure concorsuali. Potrebbe invece essere opportuno rimuovere tale limite, prevedendo, ad esempio, aste al ribasso per ogni potenza ad eccezione degli impianti realizzati da clienti domestici e/o degli impianti integrati negli edifici.

#### Modalità di svolgimento delle gare

Lo "schema di decreto" non risolve, demandandolo a provvedimenti successivi, il principale problema connesso allo svolgimento di gare per la determinazione degli incentivi.

In sostanza sono possibili tre modalità di svolgimento, tutte con pregi e difetti:

1. la prima è una partecipazione del tutto aperta; in sostanza viene definito solo un obiettivo quantitativo e temporale (ad esempio una data quantità di eolico, in potenza o in energia, in un arco temporale definito) e la partecipazione all'asta al ribasso è libera, fatti salvi alcuni requisiti minimi soggettivi (capacità tecnico-finanziaria dei partecipanti) e oggettivi (qualità dei progetti); in questo modello si massimizza la concorrenza, si minimizza il costo ma non si garantisce l'effettivo conseguimento degli obiettivi; infatti, fatta salva l'escussione di eventuali garanzie finanziarie, non tutti gli operatori aggiudicatari (cui non è richiesta la disponibilità di siti e/o di autorizzazioni) saranno effettivamente in grado di rispettare gli impegni quantitativi e temporali assunti;
2. la seconda è una partecipazione limitata a soggetti che già dispongono di siti e/o di autorizzazioni; in tal caso si massimizza la probabilità di un effettivo conseguimento degli obiettivi ma non si garantisce né un'adeguata concorrenza (solo pochi soggetti potranno investire per disporre di siti e autorizzazioni senza alcuna certezza di accedere alle incentivazioni) né, di conseguenza, la minimizzazione dei costi;
3. la terza modalità è quella di affidare a soggetti pubblici (Enti locali? Enti di ricerca?) l'individuazione dei progetti, dei siti e l'ottenimento delle autorizzazioni da cedere agli aggiudicatari dell'asta; in tal caso le incertezze sull'effettivo conseguimento degli obiettivi deriverebbero dalla prevedibile disomogeneità dei comportamenti degli enti locali in fase autorizzativa e dall'eventuale contenzioso con gli aggiudicatari (che dovrebbero realizzare progetti non definiti da loro stessi), mentre le incertezze sulla minimizzazione dei costi deriverebbero dalla complessità dell'organizzazione delle aste e dalla parcellizzazione dei quantitativi.

E' essenziale che una indicazione tra i possibili modelli sia contenuta nello "schema di decreto", soprattutto se la scelta non fosse per il primo dei tre modelli; appare infatti indispensabile una norma di rango primario per garantire un ordinato coinvolgimento degli enti locali nell'espletamento delle gare (per rilasciare un adeguato numero di autorizzazioni senza la garanzia di una effettiva realizzazione degli impianti); ove invece si privilegiasse la concorrenza e la minimizzazione dei costi sarebbe sufficiente demandare all'Autorità la definizione delle modalità.

#### Procedure autorizzative e connessioni

Già nella segnalazione PAS 21/10 l'Autorità ha evidenziato perplessità in relazione al diverso trattamento previsto per le procedure autorizzative tra gli impianti di produzione e gli sviluppi di rete necessari per la connessione degli impianti di produzione.

Occorre, pertanto, tenere ferma la previsione contenuta nel Titolo IV dello schema di decreto secondo cui l'autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche viene rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate. Diversamente, si correrebbe il rischio di realizzare impianti alimentati da fonti rinnovabili che potrebbero non essere connessi alla rete elettrica o, pur connessi, si troverebbero a non poter immettere energia elettrica, con il rischio che i consumatori si debbano trovare a remunerare l'energia elettrica che tali impianti non hanno potuto produrre a causa della carenza della rete, come avviene attualmente nel caso degli impianti eolici che vengono chiamati a ridurre la produzione.

Per quanto riguarda la gestione dell'iter autorizzativo unico per gli impianti di produzione di energia elettrica, inoltre, si ritiene importante prevedere un esplicito coinvolgimento dei gestori di rete affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a

farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite. In tal caso infatti sarebbe possibile prevedere che si prenoti capacità di rete non all'atto dell'accettazione del preventivo, come oggi avviene, ma nel corso o al termine dell'iter autorizzativo. Ciò consentirebbe di attenuare i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Infatti, come già evidenziato nella segnalazione PAS 21/10, attualmente si registrano notevoli problemi relativi alla connessione degli impianti di produzione alla rete: complessivamente in Italia sono stati accettati preventivi per 107 GW sulla rete di trasmissione nazionale e per 23 GW sulla rete di distribuzione, a fronte di una domanda di energia elettrica alla punta inferiore a 60 GW. In alcune regioni i preventivi accettati superano di gran lunga la capacità installabile sulla base dei piani energetici regionali. Appare pertanto impossibile che vengano effettivamente realizzati impianti per potenze complessive così elevate: è invece più probabile che vengano ottenuti preventivi per la connessione, prenotando la relativa capacità di rete, senza poi arrivare alla realizzazione concreta degli impianti di produzione. Tale situazione, soprattutto nelle zone dove la rete è una risorsa maggiormente scarsa, porta alla saturazione virtuale della capacità di rete che, pur essendo una saturazione "sulla carta", rende impossibile lo sviluppo di nuove iniziative.

L'Autorità, vista la situazione descritta e tenendo conto dell'urgenza, è intervenuta con la deliberazione ARG/elt 125/10 definendo interventi finalizzati ad evitare il predetto problema. Tuttavia tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione del provvedimento, disposta dal Tar Lombardia in sede cautelare. E' quindi fondamentale che il Decreto - nel definire i poteri dell'Autorità in materia, completando quanto già disposto dalla legge 13 agosto 2010, n. 129<sup>4</sup> - consenta espressamente l'introduzione di misure regolatorie che, al fine di disincentivare i descritti comportamenti opportunistici da parte delle imprese, prevedano la corresponsione di un corrispettivo in caso di prenotazione della capacità di trasporto non seguita dalla tempestiva realizzazione dell'impianto di produzione.

---

<sup>3</sup> Precedentemente all'adozione dello schema di Decreto qui in esame, vista la situazione descritta e tenendo conto dell'urgenza, l'Autorità ha ritenuto necessario definire alcune linee di intervento. In particolare, con il documento per la consultazione DCO 15/10, l'Autorità, tra le possibili alternative aveva anche proposto che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si consolidasse soltanto a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione. Tale proposta implicava, tuttavia, una partecipazione attiva dei gestori di rete al procedimento autorizzativo unico anche attraverso la presentazione di possibili ridefinizioni della soluzione tecnica per la connessione in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative. Tenendo conto delle osservazioni pervenute durante la consultazione, la predetta proposta è stata scartata a favore delle garanzie (fideiussioni o depositi cauzionali): affinché possa essere applicata, è necessaria dunque una revisione della gestione dell'iter autorizzativo unico per gli impianti di produzione di energia elettrica nei termini indicati nel testo (da eliminare).

<sup>4</sup> L'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, ha previsto che l'Autorità definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate.

## Promozione delle fonti rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica

In termini generali si esprime la preoccupazione che, complessivamente, le previsioni introdotte al Titolo V, Capo II dello Schema in materia di certificati bianchi non contribuiscano efficacemente a risolvere le criticità già rilevate dall'Autorità<sup>5</sup>, ma possano anzi produrre un forte indebolimento del sistema, anziché il suo auspicato potenziamento (considerati i risultati positivi fino ad oggi conseguiti), fino a renderlo inefficiente e inefficace. In particolare, tale indebolimento potrebbe derivare dalle seguenti previsioni:

1. viene aumentato, anziché ridotto, il numero di strumenti di incentivazione per la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica, rischiando di aggravare le richiamate complessità di coordinamento tra essi (es.: regole relative alla cumulabilità, retroazioni imprevedute tra un sistema e l'altro); il rimando a futuri decreti che dovranno definire le modalità attuative di questi nuovi strumenti (es.: livello, modalità di erogazione e di aggiornamento degli incentivi; "contingenti incentivabili"; obblighi documentali in capo ai beneficiari; cumulabilità con incentivi pubblici non statali) origina, anche in questo caso, ulteriore incertezza e ricadute negative, anche a breve termine, sull'efficacia delle forme di incentivazione già in vigore (certificati bianchi *in primis*);
2. viene fortemente ridotto l'ambito di applicazione del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE) e, conseguentemente, la sua capacità di conseguire risparmi energetici (e i connessi benefici collettivi) al costo minimo per il Paese, capacità che lo contraddistingue da ogni altro meccanismo di incentivazione; in particolare:
  - a) vengono esclusi dall'ambito di applicazione dei TEE tutti gli interventi ai quali si applicheranno, invece, i contributi di cui all'art. 25, comma 1, lettera a) e all'art. 26<sup>6</sup>;
  - b) gli obiettivi che i distributori di energia elettrica e gas naturale devono conseguire tramite la diffusione di tecnologie efficienti presso i consumatori finali vengono, di fatto, ridotti della quota parte che tali soggetti potranno conseguire direttamente con gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale, che lo "schema di decreto" aggiunge agli interventi ammissibili per il conseguimento di tali obiettivi (cfr. art. 27, comma 3); per questi interventi, lo Schema non prevede il rilascio dei TEE e, conseguentemente, l'erogazione del contributo tariffario riconosciuto nell'ambito del meccanismo; questa ultima disposizione, dunque, accoglie le osservazioni formulate in passato dall'Autorità in merito a tale ipotesi solo limitatamente al rilievo che tali interventi sono già remunerati attraverso il

---

<sup>5</sup> Si veda il *Quarto Rapporto Annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica* trasmesso ai competenti Ministeri nel dicembre 2009 e pubblicato sul sito internet dell'Autorità e l'ultima *Relazione Annuale sull'attività svolta*. In entrambi i documenti si è segnalata l'urgenza di fissare obiettivi nazionali da conseguirsi con il meccanismo per gli anni successivi al 2012, al fine di dare prospettive di medio-lungo periodo agli investimenti, e la necessità di razionalizzare il sistema complessivo di incentivazione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica negli usi finali, superando le complesse interazioni che si sono instaurate tra i diversi meccanismi di sostegno introdotti dopo i certificati bianchi.

<sup>6</sup> Interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni realizzati sugli edifici esistenti a partire dal 1 gennaio 2013.



sistema tariffario; rimane, invece, l'impatto fortemente negativo che tale previsione avrebbe sugli incentivi alla diffusione di tecnologie efficienti e all'offerta di servizi energetici ai consumatori finali;

3. l'inclusione tra gli interventi ammessi al rilascio di TEE di quelli sulle reti, riducendo sensibilmente la quota di domanda di certificati bianchi trainata dagli obblighi in capo alle imprese di distribuzione, riduce non solo lo stimolo allo sviluppo di progetti con benefici diretti sulla bolletta dei consumatori finali, ma anche lo stimolo allo sviluppo del settore dei prodotti e dei servizi energetici, che costituiva invece il *focus* dello strumento coerentemente con la successiva Direttiva 2006/32/CE, il D.lgs n. 115/08 e le più recenti Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE;
4. la riduzione dell'impulso alla crescita del settore dei servizi energetici riduce lo stimolo anche allo sviluppo di nuovi strumenti di finanziamento e credito agli investimenti in efficienza energetica a vantaggio dei consumatori finali, diversamente da quanto avviene in misura crescente a livello internazionale;
5. la riduzione dell'incentivo alla diffusione delle tecnologie efficienti nell'uso finale dell'energia comporta inevitabilmente una riduzione dei benefici del meccanismo in termini di stimolo alla competitività industriale e all'occupazione nei settori correlati (produzione di apparecchi e impianti);
6. viene moltiplicato il numero di istituzioni coinvolte sia nella emanazione dei provvedimenti attuativi, sia nella gestione delle diverse parti che compongono il meccanismo, senza tuttavia prevedere un'unica istituzione che garantisca l'affidabilità complessiva del sistema, svolgendo funzioni di validazione e controllo di coerenza.

Appare opportuno sottolineare che da una tale frammentazione di competenze potrebbero discendere gravi difficoltà di coordinamento, con il rischio che la futura attuazione di quanto previsto dallo "schema di decreto" induca ad un ulteriore aggravio degli oneri sulle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, e il rischio che l'Autorità non sia più dotata degli strumenti necessari per poter svolgere la funzione di garanzia dell'equilibrio tecnico-economico complessivo del sistema e di tutela dei consumatori.

Per quanto riguarda infine gli incentivi agli interventi "di piccole dimensioni" si segnala che i criteri generali per la quantificazione dell'incentivo di cui all'art. 26, comma 1, lettera c)<sup>7</sup>, definiti alle lettere a) e b) del medesimo comma 1 e alle lettere a), b), d) e g) del comma 2, paiono ripercorrere esattamente la regolazione introdotta dall'Autorità con la deliberazione n. 103/03 in materia di schede tecniche standardizzate e analitiche. L'unica differenza è, dunque, la definizione *a priori* di un incentivo economico prestabilito e, pertanto, la perdita della capacità del sistema dei certificati bianchi di minimizzare il costo complessivamente sostenuto dal Paese per raggiungere un analogo risultato in termini di risparmi energetici e connessi benefici. A ciò si aggiunga che l'entità dell'incentivo non risulta ancora declinata in dettaglio ed è quindi difficile valutarne l'applicabilità e l'impatto sulle tariffe.

In conclusione, ci si interroga sugli effettivi vantaggi che potrebbero derivare dallo sdoppiamento previsto dall'art. 25 per i meccanismi incentivanti degli interventi di efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Al fine di garantire unitarietà d'azione, contenere i costi per il sistema, promuovere la

---

<sup>7</sup> "l'incentivo resta costante per tutto il periodo di diritto e può tenere conto del valore economico dell'energia prodotta o risparmiata;"

semplificazione gestionale e amministrativa che viene costantemente auspicata dagli operatori e favorire il monitoraggio dei risultati complessivamente conseguiti dai meccanismi introdotti, si riterrebbe preferibile migliorare i sistemi incentivanti già in essere anziché crearne di nuovi<sup>8</sup>.

### **Impatti sulle tariffe di energia elettrica e gas naturale**

L'articolo 25, comma 1, lettera a), e l'articolo 26, comma 4, prevedono che l'Autorità individui nelle tariffe del gas naturale le risorse necessarie a coprire gli oneri derivanti dall'introduzione del nuovo meccanismo incentivante per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni. Per effetto del rimando a futuri decreti attuativi per la definizione delle effettive modalità di erogazione di tale nuovo incentivo non è, al momento, possibile prevedere l'impatto economico complessivo che queste disposizioni potranno comportare sulle tariffe. Si vuole in questa sede evidenziare il rischio che l'attuazione di quanto previsto dallo "schema di decreto" potrebbe comportare, l'acuirsi di quei profili di iniquità distributiva già oggetto di segnalazione al Governo e al Parlamento nell'ambito della Segnalazione PAS 21/10.

Il carattere parafiscale del meccanismo previsto per la copertura degli oneri che discendono dall'introduzione del nuovo meccanismo incentivante previsto all'articolo 26 risulta ancora più evidente se si considera che tali incentivi sarebbero di fatto alternativi a quelli attualmente erogati per mezzo delle detrazioni fiscali del 55% per la realizzazione di interventi di miglioramento nell'efficienza energetica degli edifici.

Oltre a ciò, si teme che ulteriori impatti indiretti sulle tariffe dell'energia elettrica e/o del gas naturale possano derivare dall'incremento dei compiti assegnati alla società GSE S.p.A. (articolo 26, comma 1, lettera e; articolo 26, comma 2, lettera e; articolo 27, comma 1, lettera b). I costi di gestione del GSE sono parzialmente coperti da prelievi operati sulla componente A3 della tariffa elettrica: considerato che la norma (all'articolo 38) prevede l'obbligo di rispettare sia il divieto di insorgenza di nuove spese per la finanza pubblica, sia il vincolo di invarianza delle risorse umane, finanziarie e strumentali delle amministrazioni interessate, è giocoforza prevedere che le maggiori spese verranno scaricate in *bolletta*.

A quanto sopra si aggiungono le osservazioni in merito all'inopportunità di estendere il contributo tariffario previsto nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi agli

---

<sup>8</sup> A ciò si aggiungono perplessità in merito a quanto previsto alla lettera e) dell'art. 26, comma 1 in materia di "soggetto responsabile dell'impianto". Sebbene dalla lettura delle suddette previsioni non si evinca una chiara delimitazione degli ambiti di intervento ai quali tali contributi sarebbero applicabili, il che rende difficile valutare a pieno l'effettiva applicabilità di quanto previsto, si ritiene che nella maggior parte degli interventi ragionevolmente classificabili "di piccole dimensioni", il "soggetto responsabile dell'impianto" coincida di fatto con il cliente finale proprietario dell'impianto stesso. In situazioni la previsione di un contributo erogato sulla base di un contratto privatistico diretto tra il cliente e la società GSE S.p.a. appare complessa e onerosa rispetto a soluzioni alternative già sperimentate quali le detrazioni fiscali del 55%. Si ritiene altresì importante scongiurare il rischio che la previsione di instaurare questo rapporto diretto tra cliente finale e GSE possa comportare anche una forte riduzione del fondamentale ruolo fino ad oggi giocato dalle società di servizi energetici nel meccanismo dei TEE, proprio nella promozione di questo tipo di interventi nel settore residenziale. L'intermediazione svolta da tali soggetti sta altresì consentendo di sfruttare efficacemente economie di scala e di offrire ai clienti finali forme di finanziamento agevolato. Conferma ulteriore di tale rischio si rinviene anche nella disposizione introdotta al comma 6 dell'art. 26, che sopprime l'art. 9 del D.Lgs. n. 115/08 con il quale veniva esplicitamente destinato un fondo "di 25 milioni di euro per gli interventi realizzati tramite lo strumento del finanziamento tramite terzi in cui il terzo risulta essere una ESCO".

interventi realizzati sugli usi di autotrazione, equiparandoli ai risparmi di gas naturale, interventi che sarebbe invece più corretto, anche sotto un profilo di equità sociale, finanziare attraverso la fiscalità di settore. È in effetti inimmaginabile che la bolletta elettrica o quella del gas debbano sostenere costi correlati allo sviluppo dei biocarburanti, che nulla hanno a che vedere con questi mercati.

La nuova forma di copertura degli oneri rischia di comportare un'alterazione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in quanto sulle centrali alimentate a gas naturale finirà per gravare un onere aggiuntivo da cui sono invece esenti le centrali alimentate a carbone o olio combustibile.

Ulteriore effetto, da valutare negativamente, connesso alle misure citate, consiste nel fatto che i consumatori di energia elettrica si troverebbero a pagare una quota parte aggiuntiva degli oneri applicati al gas per produrre energia elettrica.

Si realizzerebbe infine una sorta di sussidio incrociato, contrario allo spirito della Legge n. 481/95, nella misura in cui i soli consumatori di energia elettrica e gas naturale – e non anche coloro i quali consumano gasolio o gpl – pagherebbero gli incentivi per gli impianti di teleriscaldamento o per lo sviluppo industriale.

## **Osservazioni specifiche**

### *Sviluppo delle reti elettriche di trasmissione*

Con riferimento a quanto previsto dall'art. 15 dello “schema di decreto”, e in particolare in relazione all'inclusione nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale di sistemi di accumulo per facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili, appare opportuno integrare il testo precisando in maniera inequivocabile come l'inclusione di tali interventi nel Piano di sviluppo debba comunque sottostare all'obiettivo generale di efficienza ed economicità dei servizi di trasmissione e dispacciamento. Appare inoltre utile segnalare che, con riferimento all'ambito della rete di trasmissione nazionale, l'Autorità, allo stato attuale della tecnologia, ritiene improbabile che possano essere economicamente sviluppati sistemi di accumulo diversi dai pompaggi.

### *Auto elettrica e smart grid*

In generale, con riferimento all'articolo 16, come già accennato nella parte generale del presente documento, sembra inopportuno che vengano fissati con legge i meccanismi di dettaglio per favorire lo sviluppo delle reti di distribuzione (nello specifico la logica della “maggior remunerazione”, già prevista dalla vigente regolazione tariffaria dell'Autorità ma, in linea di principio, sostituibile da altri strumenti di incentivazione). Tali strumenti, infatti, devono adattarsi alle mutevoli condizioni di evoluzione delle tecnologie oltre che alle esigenze di sviluppo delle reti e richiedono, pertanto, continua manutenzione, tipica della regolamentazione affidata al regolatore indipendente.

Più in dettaglio, con riferimento a quanto previsto dall'art.16, comma 1, dello “schema di decreto”, occorre rilevare che tale disposizione include i sistemi di ricarica per le auto elettriche negli interventi realizzati dai distributori per ammodernare le reti elettriche da incentivare con onere a carico dei clienti del servizio elettrico. A tal riguardo, apparirebbe opportuno quanto meno integrare il testo e prevedere che l'Autorità, con riferimento a tali sistemi di ricarica, provvede a definire la regolazione del servizio nonché la copertura dei relativi oneri sulla base dei seguenti criteri: a) accesso non discriminatorio al servizio; b) *unbundling* esteso alle modalità di comunicazione e di

marchio con il ramo "fornitura" dell'eventuale impresa verticalmente integrata; c) minimizzazione delle sovvenzioni incrociate tra gli utenti delle reti elettriche.

Infine, con riferimento all'articolo 16, comma 2, il criterio indicato alla lettera d), sembra non coerente con le finalità del comma (fissazione dei criteri generali per l'individuazione delle caratteristiche degli interventi di ammodernamento secondo i concetti di *smart grid*) ma pare riconducibile a logiche di selezione di progetti pilota di tipo sperimentale, quali quelli già promossi dall'Autorità con deliberazione 25 marzo 2010 ARG/elt 39/10.

#### Impianti di produzione di biometano

Con riferimento al disposto dell'art. 18, si segnalano le rilevanti implicazioni negative, anche in termini di oneri aggiuntivi, relative in particolare alla qualità del gas ed al relativo potere calorifico, che potrebbero conseguire dal collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale.

#### Sostegno alla realizzazione di reti di teleriscaldamento

L'articolo 20 dello "schema di decreto" prevede interventi di promozione dello sviluppo delle reti di teleriscaldamento anche tramite la creazione di un fondo alimentato tramite una componente a maggiorazione delle tariffe per il consumo del gas metano. Tale intervento crea un non desiderabile sussidio incrociato tra clienti di differenti servizi energetici.

#### Interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale

Con l'articolo 29-bis dello "schema di decreto" si pone in capo ai clienti finali di gas naturale e di energia elettrica (con effetto di distorsione, quanto meno per il gas naturale, rispetto ad altre fonti energetiche alternative) un onere improprio finalizzato a finanziare lo sviluppo tecnologico e industriale, secondo logiche che appaiono contrarie alla vigenti normative comunitarie in materia di aiuti di Stato. Con riferimento al medesimo articolo, inoltre, si segnala che lo "schema di decreto" non prevede disposizioni che garantiscano l'attribuzione dei fondi raccolti secondo criteri di efficienza.

#### Biomasse

Val qui la pena ribadire quanto già osservato nella memoria per l'audizione presso la XIII Commissione Agricoltura della Camera dei Deputati del 27 ottobre 2009 relativa a "Questioni riguardanti la produzione di energia e combustibili con utilizzo di fonti rinnovabili di origine agricola, zootecnica e forestale" e richiamata nella successiva segnalazione PAS 21/10. Appare cioè opportuno introdurre una incentivazione che abbia come riferimento l'efficienza energetica dell'utilizzo delle biomasse, non limitata alle fasi finali dell'utilizzo della biomassa, ma estesa a tutte le fasi della filiera. A tali progetti, ed in particolare a quelli finalizzati non solo alla produzione elettrica ma anche (o solo) a quella termica, si potrebbero applicare, oltre agli schemi di finanziamento già in essere (i certificati bianchi, anch'essi gravanti sulle tariffe elettriche e del gas naturale), anche nuovi schemi di natura fiscale. Ciò potrebbe contribuire a sviluppare una filiera industriale promuovendo l'efficienza, l'innovazione e lo sviluppo delle aziende agricole e non solo l'utilizzo delle biomasse a fini energetici.

### Modifiche al meccanismo dei certificati bianchi

Gli art. 27 e 28 dello “schema di decreto”, pur non dando ancora attuazione alle disposizioni già previste nel D.lgs n. 115/08, ne confermano alcune di carattere generale e intervengono *ex novo* su taluni aspetti operativi del meccanismo dei TEE. Si ritiene importante segnalare quanto segue.

In aggiunta all’urgenza di dare attuazione al disposto del D.lgs n. 115/08 in merito al prolungamento temporale degli obblighi di risparmio energetico alla base del meccanismo, si osserva che il richiamo a tale disposizione nell’art. 27, comma 1, lettera a) esclude la previsione (inclusa, invece, nel d.lgs n. 115/08) che tali obblighi possano essere gradualmente estesi anche alle società di vendita dell’energia elettrica e del gas naturale. In considerazione delle difficoltà più volte sottolineate dalle imprese di distribuzione nel promuovere interventi di risparmio energetico presso i consumatori e della loro scelta di soddisfare gli obblighi di risparmio energetico soprattutto attraverso l’acquisto di TEE da terzi, si ritiene che tale possibilità vada sfruttata gradualmente, tenuto conto del grado di maturità di questo settore. Questa opzione, inoltre, sarebbe altamente preferibile alla riduzione, di fatto prevista dallo “schema di decreto”, degli obblighi in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale effettuata tramite l’inclusione tra gli interventi ammissibili di quelli di efficientamento delle reti.

Non si comprende l’utilità della previsione di spostare dalla società GME S.p.A. alla società GSE S.p.A. la competenza in materia di gestione dell’interfaccia “*unica*” per l’emissione dei TEE (cfr. art. 27, comma 1, lettera b)), che già oggi appare essere “*unica*”.

La previsione di raccordare il periodo di diritto ai TEE con la vita utile dell’intervento (cfr. art. 27, comma 1, lettera d)), pur essendo ancora da definire nel dettaglio<sup>10</sup>, si ritiene che sia poco efficace per sostenere gli investimenti, sia in ragione della mancanza di obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2012, sia in ragione della distanza nel tempo tra la prevedibile emissione dei certificati bianchi spettanti e il momento in cui deve invece essere sostenuto l’investimento. Più efficace sarebbe invece quanto proposto nel recente documento per la consultazione dell’Autorità DCO 43/10, in relazione al riconoscimento, nell’arco della vita utile definita dalla attuale normativa al fine del rilascio dei certificati bianchi (5, 8 o 10 anni in funzione delle tipologie di intervento), dei risparmi energetici complessivamente generati nell’arco della vita tecnica delle tecnologie installate. Si segnala, tuttavia, che l’efficacia di tale proposta nell’aumentare lo stimolo agli interventi che generi maggiori risparmi energetici verrebbe, di fatto, annullata da tale previsione dello “schema di decreto”.

La riduzione dei tempi per il rilascio dei TEE (cfr. art. 27, comma 1, lettera e) è uno dei criteri guida delle scelte di regolazione e di gestione del meccanismo effettuate dall’Autorità, sin dalle *Linee guida* emanate dal 2003; sono andate in questa direzione anche il forte impegno profuso dall’Autorità per lo sviluppo e la manutenzione del complesso sistema informatico che gestisce tutte le fasi del meccanismo (inclusa

---

<sup>9</sup> La gestione del Registro dei TEE include le operazioni di annullamento, di ritiro, di verifica dei TEE posseduti dai vari soggetti; tali operazioni sono state fino ad oggi assicurate dal GME su richiesta dall’Autorità e sono cruciali per la verifica di conseguimento degli obiettivi, l’erogazione del contributo tariffario, l’irrogazione di sanzioni e il monitoraggio complessivo dei risultati conseguiti dal meccanismo effettuate dall’Autorità. Peraltro si osserva come fino ad oggi l’interazione con il GME per tutto quanto sopra è risultata efficace e positiva.

<sup>10</sup> Ad esempio, in relazione alla definizione delle “vite utili” dei singoli interventi ammissibili nell’ambito del meccanismo.

l'interfaccia con il GME) e l'approvazione di una Convenzione con l'ENEA, di cui l'Autorità si avvale dal gennaio 2006 per la valutazione dei progetti rendicontati dagli operatori; l'Autorità mette dunque a disposizione l'esperienza maturata sia direttamente, sia nel coordinamento e monitoraggio del supporto garantito in questi anni da ENEA per individuare ulteriori margini di miglioramento e le modalità per conseguirli.

In proposito si ribadisce l'importanza di una assegnazione formale e integrale di tale competenza ad un unico soggetto, che si possa dotare di risorse umane adeguate anche in termini numerici.

Desta invece preoccupazione l'obiettivo, previsto allo stesso art. 27 comma 1, lettera e), di individuare modalità per "*ridurre gli adempimenti*" per l'ottenimento dei TEE, se con tale locuzione si intende ridurre l'onere di conservazione della documentazione atta ad attestare, nel caso di controlli a campione, il rispetto della normativa e della regolazione di riferimento. L'attività di controllo condotta nei primi cinque anni di funzionamento del sistema dall'Autorità, anche con il supporto della Guardia di Finanza e la giurisprudenza in materia hanno confermato l'estrema importanza dei requisiti di qualità dei progetti e degli oneri documentali posti in capo agli operatori al fine di garantire il riconoscimento degli incentivi solo ai risparmi energetici effettivamente conseguiti; tale impostazione risulta peraltro coerente con il quadro di riferimento costituito dalle Direttive europee in materia.

L'importanza dei controlli è poi direttamente proporzionale alla durata e all'entità degli incentivi, che sia lo "schema di decreto" che il citato DCO 43/10 dell'Autorità propongono di incrementare.

Quanto previsto dall'art. 27, comma 1, lettera f) relativamente alla futura definizione dei criteri per la determinazione del contributo tariffario per i costi sostenuti dai soggetti obbligati risulta contrastare con il disposto dei D.M. 20 luglio 2004 e del successivo D.lgs. n. 115/08, che affidano tale compito all'Autorità, in coerenza con quanto previsto anche dalla sua legge istitutiva (legge 14 novembre 1995, n. 481/95). Coerentemente con tali previsioni l'Autorità ha provveduto a definire il contributo tariffario e le sue modalità di aggiornamento attraverso la consultazione di tutti gli operatori interessati ed ha avanzato ulteriori proposte e considerazioni anche nel citato DCO 43/10.

Più in generale, si ritiene che la scelta originariamente operata dal Legislatore, di affidare al regolatore la definizione e l'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del sistema debba essere confermata, in quanto tale regolazione definisce l'impatto del meccanismo sulle tariffe elettriche e del gas naturale<sup>11</sup>.

Non si condivide e si ritiene fonte di forte iniquità quanto previsto dall'art. 27, comma 2 e dall'art. 28, comma 1, lettera a., punto i. in relazione all'estensione agli interventi sugli usi per autotrazione del contributo finanziato dalle tariffe elettriche e di gas naturale<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> La regolazione tecnica include le linee guida per la valutazione dei progetti e le connesse schede tecniche, con il supporto di soggetti specializzati; la valutazione economica include la determinazione del contributo tariffario, delle sanzioni per inadempienze e delle regole del mercato (queste ultime congiuntamente con il GME). Parallelamente è cruciale garantire la disponibilità di risorse umane adeguate non solo nelle competenze ma anche nel numero per lo svolgimento delle attività di valutazione e controllo dei progetti, che sono proprie dell'attività di Agenzie tecnica.

<sup>12</sup> In aggiunta si ritiene che possano derivare distorsioni delle dinamiche dei mercati di scambio dei TEE e instabilità nei prezzi, a causa degli alti potenziali di risparmio e dei costi unitari di certificazione potenzialmente molto diversi da quelli caratteristici degli interventi ora ammissibili

Per le attività che si prevede vengano svolte da ENEA in merito alla presentazione di proposte di nuove schede standardizzate (art. 27, comma 1, lettera c) e articolo 28, comma 1, lettera a)) si ritiene importante che vengano esplicitate le modalità con le quali tali proposte si raccordano con la regolazione generale e le procedure sviluppate dall'Autorità, in modo da garantire una coerenza complessiva sia nelle modalità di rendicontazione, sia nei valori dei principali parametri assunti per lo sviluppo dei calcoli<sup>13</sup>, sia, in ultima istanza, negli incentivi riconosciuti ai diversi interventi promossi nell'ambito del meccanismo.

In relazione alla priorità che lo "schema di decreto" accorda allo sviluppo di determinate schede tecniche (cfr. art. 28, comma 1, lettera a)) oltre a quanto già osservato in merito agli interventi nel settore dei trasporti, anche in altri casi si riterrebbe preferibile e più equo continuare a focalizzare tale attività sugli interventi che beneficiano direttamente i consumatori di elettricità e di gas naturale, che contribuiscono attraverso le tariffe, al finanziamento del meccanismo.

Si condivide l'utilità di quanto previsto all'art. 28, comma 1, lettera b) in merito alla pubblicazione di "*casi studio e parametri standard come guida per facilitare la realizzazione e la replicabilità degli interventi a consuntivo*". Ed infatti la richiesta del supporto di ENEA per la proposta di tali casi studio è stata inclusa dall'Autorità nella Convenzione con l'ente approvata nel maggio 2009 e in data 2 dicembre 2010 ENEA ha inviato le prime sue proposte in tale direzione. Anche in questo caso, tuttavia, si segnala l'esigenza di garantire una coerenza complessiva dell'azione di regolazione e gestione del meccanismo, prevedendo che le proposte predisposte da ENEA siano coerenti con la regolazione generale definita dall'Autorità in base alla normativa vigente.

Non si comprendono infine le motivazioni di quanto previsto all'art. 27, comma 4 in materia di incentivi agli impianti di cogenerazione entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 e prima dell'entrata in vigore del D.lgs. n. 20/07. Pur essendo ancora da definire le modalità attuative di tale previsione, si evidenziano, anche in questo particolare caso, i rischi connessi all'ulteriore aggravamento delle difficoltà di coordinamento delle diverse forme di incentivazione: tali impianti, infatti, oggi accedono ai certificati bianchi in base alle schede tecniche n. 21bis e n. 22bis pubblicate dall'Autorità, o in base a progetti a consuntivo approvati dalla stessa Autorità<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Ad esempio i valori dei rendimenti termici di riferimento, i coefficienti di conversione da energia elettrica a energia finale.

<sup>14</sup> Come già osservato, ad oggi non è ancora stato individuato il soggetto che dovrà applicare e verificare la definizione di cogenerazione ad alto rendimento. Occorre individuare al più presto una regolazione puntuale finalizzata a individuare in modo univoco e facilmente verificabile le grandezze necessarie per il calcolo degli indici da cui deriva la definizione stessa di cogenerazione ad alto rendimento. Tale ruolo potrebbe essere svolto dall'Autorità coerentemente con quanto è stato fatto con la deliberazione n. 42/02; prevedere che i controlli relativi all'applicazione della definizione di cogenerazione ad alto rendimento non siano effettuati dal medesimo soggetto che rilascia le qualifiche. A tal fine, si potrebbe riproporre lo stesso schema già oggi adottato, secondo cui il GSE è il soggetto che rilascia le qualifiche e l'Autorità (nella propria responsabilità e supervisione, seppur avvalendosi del GSE) è il soggetto che effettua i controlli.