

MEMORIA 10 SETTEMBRE 2013
378/2013/I/COM

MEMORIA INTEGRATIVA.
INDAGINE CONOSCITIVA SUI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS COME
FATTORE STRATEGICO PER LA CRESCITA DEL SISTEMA PRODUTTIVO DEL PAESE

Roma
11 Settembre 2013

INDAGINE CONOSCITIVA SUI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS COME FATTORE STRATEGICO PER LA CRESCITA DEL SISTEMA PRODUTTIVO DEL PAESE

Risposte alle domande rivolte al Presidente Guido Bortoni nel corso dell'audizione del 9 luglio 2013 dinnanzi alla X Commissione Industria, Commercio, Turismo

- 1) **Disciplina degli oneri di sbilanciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e relativo contenzioso: ci sono gli estremi per presentare ricorso al Consiglio di Stato prima di riformulare la norma? In che tempi e con quali modalità l'Autorità formulerà la nuova disciplina in materia? Auspicio che non vengano imposti oneri impropri sulle rinnovabili non programmabili** [domanda 1) del Presidente Mucchetti: *“Sulla Sentenza del TAR Lombardia, in merito alla delibera recentemente adottata dall'Autorità (281/2012/R/EFR) che ha disposto la revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ha chiesto un chiarimento sull'atteggiamento della Commissione (intesa come Autorità) dopo la sentenza del Tar Lombardia. Ad avviso del Presidente Mucchetti la decisione della Commissione (AEEG) era giusta e la sentenza del Tar sbagliata. Ci sono gli estremi per ricorrere al Consiglio di Stato prima di riformulare in qualche modo la norma?”*; domanda 1) del Senatore Giroto: *“In merito al servizio di dispacciamento per l'energia elettrica per le fonti rinnovabili non programmabili, a seguito della recente sentenza del Tar Lombardia, che su richiesta degli operatori eolici ha, di fatto, annullato la delibera AEEG 281/2012, volevamo chiedere in che tempi e con quali modalità provvederà a riformulare una nuova delibera che regolerà tale servizio, ipotizzando di non porre in capo agli operatori eolici gli oneri di sbilanciamento, in particolare, alla luce del difficile momento del settore delle rinnovabili e dell'eolico (che ha visto aggiungere la Robin Hood Tax). L'auspicio è che non vengano riproposti meccanismi che pongano oneri impropri sulle rinnovabili non programmabili, che per loro natura tecnica non possono fornire i programmi di produzione.”*

In via preliminare è opportuno ricordare che il mancato rispetto dei programmi di immissione di energia elettrica da parte dei produttori – siano essi alimentati da fonti fossili o da fonti rinnovabili – richiede che il gestore della rete (Terna) intervenga per bilanciare il sistema. Tale attività di bilanciamento comporta oneri che devono essere coperti attraverso appositi corrispettivi. L'attribuzione degli oneri di sbilanciamento ai soggetti che li hanno determinati (cioè responsabilizzando chi ha sbilanciato) risponde ad una logica di equità distributiva e, allo stesso tempo, di efficienza. Chi è responsabile dell'insorgere dell'onere contribuisce alla sua copertura ed è in tal modo anche incentivato a migliorare la propria programmazione. Anche nel caso in cui la produzione effettiva fosse difficilmente prevedibile, ad esempio perché soggetta alla variabilità meteorologica, il principio generale di aderenza tra corrispettivi applicati e costi indotti resterebbe comunque valido. In tal senso è difficilmente comprensibile il ragionamento che fonda sulla scarsa prevedibilità di alcuni tipi di produzione la necessità di esentare la produzione rinnovabile dagli oneri di sbilanciamento.

Più nel dettaglio, la disciplina relativa agli oneri di sbilanciamento degli impianti a fonte rinnovabile introdotta dalla delibera 281/2012 e dai provvedimenti ad essa collegati - annullati dal Tar Lombardia - è orientata, da un lato, a garantire una maggiore responsabilizzazione dei produttori da fonti rinnovabili cosiddetti non programmabili nella predisposizione di programmi di immissione di energia elettrica sulla base delle previsioni di produzione e, dall'altro, ad attribuire gradualmente a tali soggetti gli oneri indotti sul sistema elettrico per effetto dei propri sbilanciamenti, evitando che tali oneri continuino a gravare solo sulla collettività.

La delibera 281/2012 costituisce un primo passo in tale direzione e si inserisce nella più generale revisione della attuale disciplina del dispacciamento al fine di tener conto del nuovo contesto strutturale e di mercato.

Comunque, transitoriamente e al fine di garantire la necessaria gradualità, le disposizioni introdotte dalla delibera 281/2012 prevedono un regime di maggior favore per gli impianti a fonti rinnovabili cosiddetti non programmabili rispetto a quelli alimentati da fonti fossili (ferma restando l'esigenza di pervenire ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost-reflective*). E' infatti prevista transitoriamente una franchigia (pari al 20% nel primo semestre 2013, ridotta al 10% nel semestre successivo) entro la quale gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario, come avveniva prima del provvedimento. Più in particolare, si prevede che i corrispettivi già oggi vigenti per le unità di

produzione diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si applichino solo alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede la franchigia.

Avverso le sentenze del Tar Lombardia che hanno annullato la delibera 281/2012 e i provvedimenti ad essa collegati l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato assistito da istanza cautelare e attende, dunque, la pronuncia del giudice di secondo grado; l'udienza sull'istanza cautelare è stata fissata il 10 settembre p.v..

E' opportuno ricordare che le sentenze del Tar hanno annullato i richiamati provvedimenti limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento. Non hanno invece messo in discussione né la compartecipazione da parte dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili agli oneri di sbilanciamento, ai fini di una loro maggiore responsabilizzazione in rapporto ai costi generati per il sistema, né l'obbligo di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime, in conformità ai principi generali di diligenza, prudenza, perizia e previdenza previsti dalla deliberazione n. 111/06, la cui disciplina viene ripristinata per effetto delle richiamate sentenze.

- 2) Delibera 279/2013: riduzione componente A2 (oneri di *decommissioning* delle centrali nucleari) compensata con l'estensione della Robin Tax alle piccole aziende rinnovabili [domanda 2) del Sen. Giroto: "Gradiremmo conoscere le motivazioni che hanno portato, con l'emanazione della delibera AEEG 279/2013, a compensare il dimezzamento degli oneri di *decommissioning* delle centrali nucleari, ovvero della componente A2 della bolletta elettrica, questo con un incremento della tassazione delle imprese energetiche che operano nel settore delle rinnovabili, così come riportato nel c.d. "decreto del Fare", con l'estensione della Robin Tax anche alle piccole aziende dell'eolico, delle biomasse e dell'idroelettrico."]**

L'Autorità si è limitata a dare attuazione alle disposizioni di legge. In particolare, l'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 21 giugno 2013 n. 69/13 prevede misure per la riduzione della componente A2 della tariffa elettrica a valere sulle maggiori entrate generate dalle disposizioni di cui all'articolo 5, comma 1, del medesimo decreto-legge (relative all'estensione della Robin Tax), sulla base delle modalità individuate con decreto adottato dal Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico entro sessanta giorni dalla entrata in vigore del medesimo decreto-legge. Nelle more dell'emanazione di tale decreto, con la delibera 279/2013 l'Autorità ha proceduto, a partire dal 1 luglio 2013, ad una riduzione della componente tariffaria A2, dell'ordine del 28%, con una riduzione di gettito annuo di circa 60 milioni in vista dell'attuazione definitiva delle legge.

- 3) Promozione delle Energy Service Companies e del Finanziamento Tramite Terzi [domande 3) e 4) del Sen. G. P. Giroto: "Egregio Presidente, l'Autorità cosa intende proporre per sviluppare concretamente il ruolo delle Energy Service Company (che effettivamente lo siano!), visto che, in particolare, ai sensi del D.Lgs. 115/2008 e soprattutto del DM 28/12/2012 (Conto Termico) hanno assunto un'importanza istituzionale e funzionale alla riduzione dei consumi e, di conseguenza, dei costi dell'energia?"; "Egregio Presidente, alla luce dell'enorme discrepanza tra quanto erogato a favore delle rinnovabili e quanto a favore dell'efficienza energetica, come da Lei opportunamente segnalato nella Relazione del 26 giugno scorso, ritiene che l'Autorità possa farsi promotrice concreta di un cambio di rotta, in particolare sul fondo di garanzia per il FTT, e se sì in che modo e con che tempi?"]**

In generale, la legge istitutiva dell'Autorità indica la promozione dell'uso efficiente dell'energia tra gli obiettivi di carattere generale dell'azione dell'Autorità che, come tale, viene integrato nelle scelte regolatorie di più diretta competenza.

Dal 2001 al dicembre 2012 il legislatore ha attribuito all'Autorità la competenze per la regolazione e la gestione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi): in questo ambito l'Autorità ha definito un quadro di regole per promuovere lo sviluppo dell'offerta di servizi energetici che hanno prodotto importanti risultati (illustrati in rapporti pubblicati ogni semestre). Dapprima tali regole si sono applicate ai "fornitori di servizi energetici" in generale, in quanto nel quadro normativo italiano non era stata definita la figura della ESCO. Un elenco aggiornato di tali fornitori di servizi energetici, inclusi i soggetti che di fatto già operavano come ESCO (anche se non era possibile il loro riconoscimento per mancanza di riferimenti normativi), è stato pubblicato dall'Autorità e mantenuto

costantemente aggiornato sul proprio sito internet per favorire lo sviluppo del mercato di questi servizi e del meccanismo dei TEE.

Anche a seguito dell'impulso e del contributo dell'Autorità è stata sviluppata e pubblicata nel 2010 la prima normativa tecnica nazionale per la qualificazione e certificazione delle ESCO (norma UNI-CEI 11352), ossia dei soggetti che forniscono servizi energetici e, ciò facendo, accettano un certo margine di rischio finanziario, prevedendo che il pagamento dei servizi forniti si basi, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento di altri criteri di rendimento energetico. Nell'ambito delle proposte per aggiornamento della regolazione tecnica del meccanismo (pubblicate nel 2011), l'Autorità ha proposto nuovi criteri per la valorizzazione dell'attività svolta dalle società certificate come ESCO.

Dal 2013 i poteri di cui sopra sono stati trasferiti con decreto ministeriale dall'Autorità ad altri soggetti e, pertanto, l'Autorità non ha più 'leve' dirette per intervenire a favore dello sviluppo di una offerta qualificata di servizi energetici ai clienti finali. Anche le competenze attribuite dal legislatore all'Autorità nell'ambito del conto energia termico di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2012 non consentono di incidere su tale tematica.

Per via indiretta, l'Autorità concorre a favorire lo sviluppo del settore dei servizi energetici attraverso la promozione della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio (inclusa l'offerta servizi *energy*) e assicurando l'accesso ai dati di consumo dei clienti finali anche da parte di soggetti terzi rispetto al venditore, su autorizzazione e richiesta del cliente, attraverso la futura implementazione del Sistema Informativo Integrato.

Il recepimento della Direttiva 2012/27/CE sarà una importante occasione per rendere ancora più efficace l'intervento di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali e il suo modello di governance.

4) Contributo dell'Autorità alla definizione di un Piano Energetico nazionale [domanda 4) del Sen. Giroto: "Egregio Presidente, ritiene che l'Autorità possa farsi parte diligente, e se sì quando e in che modo, per lo sviluppo di un Piano Energetico Nazionale, superando finalmente il precedente del 1991?"]

Nell'ambito delle sue competenze l'Autorità fornisce il proprio contributo alla definizione della politica energetica nazionale in sede consultiva, attraverso memorie, pareri e segnalazioni.

In linea generale, l'Autorità ritiene che il Governo e il Parlamento debbano definire gli obiettivi quantitativi e temporali delle politiche energetiche, ambientali e industriali, e che all'Autorità dovrebbe essere espressamente riconosciuto il compito di definire, a mezzo della Regolazione, gli strumenti per perseguire questi obiettivi al minimo costo e quello di monitorarne il conseguimento.

Nell'ambito dell'Indagine conoscitiva per la definizione della *Strategia Energetica Nazionale* questo Collegio ha presentato tre memorie per l'audizione presso la 10a Commissione Industria, Commercio, Turismo (429/2012/I/com dell'ottobre 2012, 146/2012/I/eel dell'aprile 2012 e 23/2011 del novembre 2011) ed ha espresso al Governo le proprie osservazioni. Un ulteriore contributo verrà fornito nell'ambito della nuova Indagine conoscitiva recentemente avviata dalla Commissione Attività Produttive della Camera .

Meritano anche menzione la segnalazione dell'Autorità sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas (410/2012/com), nonché le memorie presentate al Senato della Repubblica per l'attuazione delle Direttive europee in materia di norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale e quella sulla proposta di regolamento comunitario sulle infrastrutture energetiche transeuropee (106/2012/I).

Una rassegna di orientamenti strategici dell'Autorità è, infine, contenuta nell'intervento del Presidente al seminario tenutosi presso il Senato in data 12 luglio 2012 su "*Le linee strategiche della regolazione e dell'enforcement dell'energia: un contributo al dibattito per la strategia energetica nazionale*".

In generale, affinché la *Strategia Energetica Nazionale* non venga intesa solo come documento programmatico approvato dal Governo, l'Autorità ritiene opportuno che venga definito un chiaro percorso attuativo, fornendo indirizzi e linee guida e responsabilizzando i diversi soggetti al fine della sua implementazione. Questo consentirebbe di attribuire le responsabilità di attuazione ai centri di competenza, che si presume svolgano al meglio il compito attuativo, pur riservando alla politica la fissazione degli orientamenti pubblici.

- 5) Promozione della generazione distribuita e revisione della definizione di “cliente finale [domanda 6) del Sen. Girotto: “Al fine di diffondere concretamente e in modo opportuno la generazione distribuita sul territorio italiano presso qualunque tipologia di soggetto, in linea con quanto previsto dal PAEE 2011 e dalla Direttiva 2012/27/UE, e così come evidenziato dall’Antitrust nella sua comunicazione del 23 dicembre 2011, è fondamentale rivedere la definizione data dall’art. 2, comma 5 del D.Lgs. 79/99 e s.m.i. sul “cliente finale”, prevedendo che lo stesso non sia solo “il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio”, ma anche la persona giuridica che acquista energia elettrica per uso di soggetti collegati allo stesso da specifici rapporti contrattuali, come, ad esempio, nel caso dei consorziati in un consorzio, dei condòmini in un condominio, dei membri della cooperativa in una cooperativa, ecc. Solo così facendo si avrebbe una liberalizzazione reale del settore. Egregio Presidente (e/o Vice Presidente), ritiene condivisibile tale posizione e se sì in che modo potrebbe agire l’Autorità (e/o la Commissione) al fine di promuovere tale cambiamento epocale?”]**

I mercati elettrici stanno vivendo un momento di eccezionale cambiamento, sia in termini di intensità che di celerità dei fenomeni di mutazione dei fondamentali. In Italia tale cambiamento è guidato in larga parte dall’obiettivo di spostare i sistemi energetici verso assetti ambientalmente sostenibili. Si tratta di ristrutturazioni radicali, non sempre tra loro adeguatamente coordinate, i cui impatti economici sono già evidenti.

Per assecondare in maniera efficiente questo processo è necessario adeguare il quadro di regole, sia in termini di condizioni di accesso, che di funzionamento dei mercati. L’Autorità sta lavorando a tale adattamento su molti fronti.

In particolare, nell’affrontare la questione della riforma del quadro regolatorio si deve considerare che sta aumentando in maniera rapida e consistente il numero di utenti di piccole dimensioni, siano essi generatori o consumatori, con un ruolo attivo nel sistema elettrico. Ciò pone l’accento sulla necessità di fornire anche a tali utenti segnali di prezzo corretti, a tutti i livelli della filiera. E’ importante infatti che ciascun soggetto riceva segnali circa il valore (o il costo) delle proprie decisioni per il sistema. Questa rappresenta un’importante novità nella regolazione e gestione del sistema elettrico che, nel passato, ha trattato i soggetti di piccole dimensioni come meri soggetti passivi nel sistema. In questo percorso di revisione delle regole potrebbe rientrare anche una modifica della definizione di cliente finale, volta a facilitare la capacitazione dei consumatori a cogliere le relative opportunità.

Tuttavia, la revisione della definizione di cliente finale non deve essere intesa come un modo per eludere il pagamento di oneri – come i corrispettivi di rete o gli oneri generali di sistema – scaricandoli su altri utenti. Ciò porterebbe a nuove incentivazioni implicite, del tutto equivalenti all’erogazione diretta, come quelle riconosciute ai sistemi semplici di produzione e consumo o ai sistemi di distribuzione chiusi (che oggi godono di esenzioni da alcune componenti tariffarie). Il riconoscimento del valore aggiunto portato al sistema dallo sviluppo di soluzioni di produzione e consumo efficienti e sostenibili rappresenta un giusto stimolo ad una ristrutturazione positiva del settore. Tuttavia, l’esenzione dal pagamento delle componenti parafiscali, quali sono gli oneri generali, spinge in senso opposto, verso l’adozione di determinati assetti al solo fine di eluderne il carico a prescindere dagli interessi generali. Elusione che si scarica interamente sugli altri consumatori che non rientrano nel regime agevolato e, come già osservato, si può tradurre in un onere insostenibile per alcune tipologie di clienti, in particolare in questo periodo di crisi economica.

- 6) Impatti dello sviluppo della generazione distribuita [domanda 3) Pres. Mucchetti: “In Italia si registra una sorta di pregiudizio positivo di cui tutti noi siamo portatori verso la generazione distribuita. Può dirci, da un punto di vista di fredda analisi, quali sono i vantaggi e quali gli svantaggi, dal punto di vista economico e dal punto di vista ambientale, della generazione distribuita rispetto alla generazione concentrata tradizionale?”]**

Il rilevante sviluppo negli anni più recenti della generazione distribuita (GD) - ovvero di impianti di media-piccola taglia diffusi sul territorio - è evidenziato dai monitoraggi che l’Autorità effettua periodicamente dal 2006 e i cui risultati sono resi pubblici in appositi rapporti; tale sviluppo costituisce un esempio dei forti mutamenti che stanno interessando il settore elettrico di cui si è detto sopra. Nel

nostro Paese la GD è costituita per circa l'80% da impianti alimentati da fonti rinnovabili e tra le fonti rinnovabili la principale è la fonte solare per una produzione pari al 35,4% dell'intera produzione da GD. Dal punto di vista della regolazione è importante garantire un'evoluzione dei criteri con i quali sono state fino ad oggi sviluppate e gestite le reti elettriche al fine di assicurare l'integrazione di questi impianti nel sistema elettrico garantendo la sicurezza del sistema e la qualità del servizio.

Per quanto riguarda le reti elettriche, occorre un sistema in cui anche le reti di distribuzione, in presenza di generazione elettrica connessa, da "passive" diventino progressivamente "attive".

Per quanto riguarda gli impianti di produzione, anche quelli che fino ad oggi erano "passivi" (ossia che non fornivano servizi di rete) devono diventare progressivamente "attivi", dovendo contribuire alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico. Non è più possibile escludere gli impianti di piccola taglia (connessi alle reti di bassa e media tensione) dalla gestione del sistema elettrico, poiché la somma delle potenze installate è ormai tutt'altro che trascurabile.

La regolazione, sfruttando l'evoluzione tecnologica nel settore delle fonti rinnovabili elettriche e dei sistemi di accumulo dell'energia, deve promuovere un sistema in cui tutti gli impianti forniscano servizi di rete, tenendo conto delle possibilità delle diverse tecnologie.

Un sistema elettrico di questo tipo consentirà, da un lato, l'incremento in sicurezza della penetrazione e un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili diffuse e, dall'altro, lo sviluppo di un sistema di dispacciamento su reti di distribuzione cosicché anche la GD possa partecipare attivamente alla gestione del sistema elettrico stesso.

Per promuovere l'integrazione attiva nel sistema elettrico della GD e delle fonti rinnovabili elettriche (soprattutto di quelle non programmabili), garantendo al contempo la sicurezza di tale sistema, l'Autorità opera su due fronti: a) promuovendo lo sviluppo delle infrastrutture di rete; b) innovando le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento).

a) Per quanto riguarda la promozione dello sviluppo delle infrastrutture di rete, l'Autorità agisce prevalentemente attraverso i propri poteri di natura tariffaria. Per quanto riguarda l'adeguamento delle reti per il passaggio ad un servizio attivo, sono stati individuati 8 progetti dimostrativi su reti reali, oggi in corso e ammessi ad uno specifico trattamento incentivante, per valutare le principali tecnologie *smart*: il risultato di queste sperimentazioni consentirà di disporre di maggiori informazioni sulle potenzialità delle varie tecnologie e sulle diverse modalità di gestione delle reti al fine di tenerne conto nello sviluppo dell'attuale sistema regolatorio. Più di recente sono stati selezionati 8 progetti pilota su sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi ad uno specifico regime incentivante, che contribuiscono di sfruttare al meglio la rete disponibile.

b) Per quanto riguarda la disciplina del dispacciamento è importante fare in modo che gli impianti di GD e quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili prestino servizi di rete e partecipino attivamente alla gestione delle reti elettriche; al tempo stesso è importante porre le basi affinché i gestori possano avvalersi di questi impianti per la gestione delle reti. Fino ad oggi, oltre a definire disposizioni transitorie per l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (si veda la risposta al punto 1), l'Autorità ha definito le caratteristiche che gli *inverter* e i sistemi di protezione di interfaccia devono avere per essere installati nei nuovi impianti e gli interventi di retrofit sugli impianti esistenti finalizzati ad evitare la disconnessione degli impianti di GD e i conseguenti problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare da esigue variazioni della frequenza di rete, nonché a consentire la prestazione di servizi di rete che potrebbero diventare rilevanti nell'ottica futura delle reti attive. Infine l'Autorità ha verificato positivamente la procedura predisposta da Terna per l'eventuale riduzione della GD in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale, qualora la sicurezza del sistema sia a rischio e non siano possibili altre azioni.

A completamento degli interventi sopra brevemente descritti sarà rivista e aggiornata la regolazione complessiva del dispacciamento per quanto riguarda la gestione delle reti di trasmissione nazionale - per consentire una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che fino ad oggi non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte), nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna - e sarà individuato il modello di dispacciamento che più si addice alle caratteristiche delle reti di distribuzione e del sistema elettrico nazionale per poi procedere con l'implementazione della regolazione del dispacciamento, oggi assente.

Infine, per integrare pienamente la GD e le fonti rinnovabili occorre valutare correttamente le nuove modalità per il dispacciamento sulle reti di distribuzione, ed è importante analizzare la questione

dell'assetto combinato di produzione, vendita e distribuzione dell'energia (almeno nel caso dei gestori di rete con più di 100.000 clienti); questo, soprattutto nel caso in cui i distributori dovessero essere chiamati a ricoprire un ruolo rilevante nell'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione.

- 7) Fatturazione in base a consumi presunti [domanda della Sen. A. Gambaro (Gruppo Misto): "Ha chiesto chiarimenti sulla presunzione del calcolo dei consumi riportati in bolletta. Ha chiesto se, in Italia, esiste un principio giuridico per cui le grosse società erogatrici dei servizi energetici predispongono la bolletta per gli utenti e i consumatori servendosi del criterio (abbastanza discutibile) della presunzione del calcolo di consumo e perché questo calcolo, benché segnalato dagli utenti nelle precedenti bollette, è sempre l'eccesso e mai effettivo. Ha domandato, inoltre, se ci sono altri paesi europei, commisurabili per economia e per bacino di utenti, che hanno adottato lo stesso criterio di consumo."]**

In termini generali, il ricorso a consumi stimati ai fini della fatturazione è legittimo in quanto il venditore non sempre dispone dei dati di misura effettivi. Va inoltre considerato che l'attività di vendita e quella di distribuzione sono separate e che la regolazione pone in capo al distributore l'obbligo di lettura dei dati di consumo del cliente, nonché l'obbligo di trasmetterli alle imprese di vendita secondo *format* e tempistiche predefiniti.

In questo quadro, la relazione tra consumi fatturati e consumi effettivi risulta differente in funzione della tipologia di clientela, , ossia a seconda che il cliente sia o meno dotato di contatore teleletto o che sia o meno servito nel mercato libero.

Per i clienti non dotati di contatori teleletti, la fatturazione avviene inevitabilmente ricorrendo a dati di misura stimati, nel rispetto di queste disposizioni regolatorie. La regolazione del servizio di tutela prevede l'obbligo per i venditori di mettere a disposizione l'autolettura dei consumi, permettendo così ai clienti stessi di comunicare ai venditori i consumi effettivi e, in generale, di ricevere una fattura a conguaglio pur in assenza di letture, la cui periodicità è comunque regolata dall'Autorità.

Per i clienti dotati di contatori teleletti talvolta, nonostante la disponibilità di un dato di misura effettivo, il venditore fattura in base a consumi che sono stimati applicando criteri prestabiliti (livelli di consumo standard e comportamento storico del consumatore). Il fenomeno è all'attenzione dell'Autorità, ma è comunque opportuno rilevare che la sua dimensione (in termini di consumatori finali interessati) è estremamente ridotta, in quanto il maggiore operatore nazionale (Enel Servizio Elettrico), non fattura alcun consumo stimato, ma solo consumi effettivi.

La possibilità che il venditore fatturi in base a consumi presunti discende dal permanere di un disallineamento tra la data in cui avviene la registrazione delle misure nel contatore e la data di emissione della fattura ed è riconducibile a due ordini di ragioni: a) le tempistiche connesse alla trasmissione dei dati di misura dall'impresa distributrice all' esercente la maggior tutela; b) le tempistiche connesse all'espletamento dell'attività di fatturazione da parte dell' esercente la maggior tutela. In altre parole: il venditore riceve dal distributore il dato di misura teleletto, ma tra la data di rilevazione di questo dato da parte del distributore e la data di fatturazione passa un certo numero di giorni; tale circostanza porta i venditori a fatturare una piccola stima da aggiungere alla lettura effettiva per evitare il rischio di perdere dei flussi di cassa, non potendosi permettere di non fatturare alcunché al cliente per il periodo intercorso tra la data di raccolta della lettura e la data di emissione della fattura.

Per quanto riguarda il mercato libero, le modalità di calcolo dei consumi in base ai quali viene effettuata la fatturazione non sono regolate ma vengono disciplinate nel contratto di fornitura, che può prevedere che il venditore utilizzi i dati di autolettura del cliente finale. Tuttavia per tutti i consumatori la regolazione prevede obblighi di rilevazione dei consumi effettivi, differenziati in base ai livelli di consumo.

- 8) Strumenti e meccanismi di tutela dei consumatori [domanda 2) del Sen. Girotto: "Come avviene il procedimento di controllo e di tutela dei consumatori delle Autorità sui sistemi di costo e di bolletta applicati in un regime di oligopolio energetico nel quale si muovono le società erogatrici italiane?**

Come previsto dalla normativa, nel settore elettrico alle famiglie e alle piccole imprese che non si sono ancora rivolte al mercato libero vengono applicate le condizioni economiche di riferimento stabilite

dall'Autorità. L'Autorità aggiorna trimestralmente queste condizioni sulla base dell'andamento dei prezzi dell'energia all'ingrosso, del costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico e sulla base delle stime di fabbisogno effettuate da quest'ultimo. Questo metodo di calcolo, tra l'altro, attenua la volatilità dei prezzi applicati ai clienti in maggior tutela, smorzando le oscillazioni dei prezzi all'ingrosso nei diversi mesi dell'anno.

Fino ad oggi, anche nel settore del gas naturale la normativa ha previsto che l'Autorità fissasse le condizioni economiche di riferimento per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie e piccole imprese) al fine di garantire loro una particolare tutela. Al riguardo il decreto-legge n. 69/13 ha apportato all'ambito di tutela, restringendone il perimetro ai soli clienti domestici e l'Autorità ha già disposto le modalità attuative di questa restrizione di perimetro.

Con l'obiettivo di trasferire anche ai piccoli consumatori, ossia alle famiglie in servizio di tutela (i cui consumi rappresentano circa un terzo dei consumi nazionali, considerando anche le piccole imprese) i benefici derivanti da prezzi spot all'ingrosso della materia prima oggi allineati a quelli europei, l'Autorità ha avviato la riforma del metodo storico di determinazione e aggiornamento del prezzo del gas, divenuto obsoleto e non più vantaggioso per i clienti finali. Nella spesa delle bollette per la fornitura di gas naturale il prezzo della materia prima rappresenta una quota ampiamente dominante.

La riforma ha previsto un percorso graduale, articolato in due fasi successive, che troverà piena attuazione a partire dal prossimo primo ottobre con l'ancoraggio al 100% del prezzo ai mercati spot. Gli effetti della riforma sono già riscontrabili dall'andamento dei prezzi per il servizio di tutela, che hanno registrato, per la famiglia tipo una calo del 4,2% dal 1° aprile 2013 e dello 0,6% dal 1° luglio 2013. A meno di eventi ad oggi non prevedibili o a blocchi giurisdizionali della riforma a seguito di azioni impugnative, dal 1° ottobre, con l'avvio della stagione invernale, ci si attende un'ulteriore riduzione che porterà la diminuzione complessiva della spesa gas della famiglia tipo stimabile intorno al 7%.

Per quanto riguarda i clienti che si sono rivolti al mercato libero l'Autorità effettua periodici monitoraggi sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale. Nell'agosto scorso è stato pubblicato il rapporto che contiene gli esiti dell'indagine conoscitiva avviata nel luglio 2012 per verificare i livelli dei prezzi applicati nel mercato libero e quelli nel mercato tutelato e le ragioni di eventuali differenziali positivi; le criticità nel mercato della vendita al dettaglio con particolare riferimento agli aspetti che possono rendere difficile ai clienti finali orientarsi ed effettuare scelte pienamente consapevoli e vantaggiose; valutare i potenziali interventi regolatori e non volti sia a migliorare il coinvolgimento dei clienti domestici nel mercato e a potenziare la loro capacità di beneficiare della concorrenza, sia a favore dei clienti non domestici.

In aggiunta a questa costante attività di monitoraggio dell'evoluzione delle condizioni di vendita sul mercato libero, l'Autorità dedica grande attenzione allo sviluppo di strumenti e iniziative orientate ad aumentare il livello di capacitazione dei consumatori finali e l'asimmetria informativa tra venditori e clienti che ne è alla radice. In questo ambito si inquadrano le azioni quali lo Sportello del consumatore - la cui gestione è affidata all'Acquirente Unico (con compiti anche in materia di gestione dei contratti non richiesti) - e lo sviluppo dello strumento del TrovaOfferte finalizzato a consentire la ricerca personalizzata e il confronto di informazioni sulle offerte commerciali per la fornitura di energia elettrica e gas naturale rivolta ai clienti domestici. Merita infine di essere menzionato l'istruttoria conoscitiva recentemente avviata dall'Autorità in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, volta a valutare i possibili interventi di razionalizzazione e semplificazione delle informazioni contenute nei medesimi documenti.

- 9) Parere in merito all'abrogazione delle maggiorazioni al regime incentivante per l'energia elettrica prodotta da biocombustibili sostenibili prevista dal "decreto del fare" al fine di evitare oneri aggiuntivi sulla bolletta** [il Sen. A. Di Biagio (SCpI) ha chiesto il parere dell'Autorità in merito: "Quale impatto può avere sul costo dell'energia, soprattutto sul versante delle bollette, quanto originariamente era previsto dall'art. 1, comma 364, della legge di stabilità 2013, in materia di modulazione degli incentivi al settore dei bioliquidi? Una norma attualmente abrogata dall'art. 5, comma 7, del "decreto del Fare" con la scusa del costo della bolletta elettrica. Questa sembra una scusante, purtroppo, che ricade spesso nel nostro Paese, in particolar modo sulle rinnovabili. L'abrogazione prevista dal "decreto del Fare" rischia di mettere in ginocchio un intero comparto, oltre che, contemporaneamente, gli obiettivi di energie rinnovabili che il nostro Paese dovrebbe raggiungere.

La relazione tecnica allegata al decreto è, di fatto, poco chiara ed elusiva, sarebbe il caso che l'AEEG ci fornisse qualche informazione in più, anche per consentire di avere a disposizione tutti gli strumenti adeguati per avviare una trattazione completa e fattiva delle Commissioni competenti.]

L'art. 1, comma 364 della Legge n. 228/2012 (integrando l'art. 25, comma 7 del D.Lgs n. 28/11) ha introdotto maggiorazioni del regime incentivante previsto dalla Legge n. 244/2007 per gli impianti di generazione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili entrati in esercizio sino al 31 dicembre 2012, disponendo che l'applicazione di tali maggiorazioni - da effettuarsi in base a criteri da definirsi con successivo decreto ministeriale - non doveva risultare in maggiori oneri per lo Stato o a carico della bolletta elettrica. In particolare:

- per i titolari di impianti di potenza installata superiore a 1 MW, la norma aveva previsto la possibilità di optare, di anno in anno, a decorrere dal 1° gennaio 2013, per l'applicazione di un coefficiente moltiplicativo dell'incentivo previsto dalla Legge n. 244/2007 che andava applicato ad un quantitativo massimo di energia incentivabile da determinarsi con decreto ministeriale, con la finalità di cui sopra;
- per i titolari di impianti alimentati a bioliquidi sostenibili di potenza installata inferiore a 1 MW, la norma aveva previsto la possibilità di optare, di anno in anno, per una maggiorazione del 15% della tariffa prevista dalla Legge n. 244/2007, sino ad un limite massimo di incentivazione per ogni impianto da determinarsi con decreto ministeriale con la medesima finalità di cui sopra.

Il decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69/13 (cosiddetto "decreto del fare") ha previsto l'abrogazione di queste disposizioni. Dalla Relazione Tecnica al decreto-legge emergeva che, diversamente da quanto previsto da tali disposizioni, la loro attuazione avrebbe comportato un aumento delle tariffe elettriche di oltre 300 milioni di euro l'anno delle tariffe elettriche. Stima riportata anche dal Ministro Zanonato nella sua audizione presso codesta Commissione il 30 luglio scorso. Qualora ciò fosse accaduto l'Autorità avrebbe dovuto garantire il recupero di tali costi. Peraltro, come evidenziato dalla stessa Relazione tecnica al "decreto del fare", la maggiorazione degli incentivi beneficerebbe soprattutto i produttori esteri di biocombustibili, che sono in larga parte importati, con conseguenti effetti marginali a livello nazionale.

La legge di conversione del decreto (legge 9 agosto 2013, n. 98), unitamente all'abrogazione della norma prevista dalla Legge n. 228/2012 ha introdotto la possibilità di una rimodulazione temporale degli incentivi a questi impianti con effetto neutro per la bolletta: in particolare, è stata inserita la possibilità per i titolari di questi impianti di optare - in alternativa al mantenimento del diritto agli incentivi spettanti sulla produzione di energia elettrica come riconosciuti alla data di entrata in esercizio - per un aumento degli incentivi pari al 20% per il primo anno e al 10% nel secondo anno, seguito da una riduzione degli stessi incentivi del 15% nei tre anni seguenti su una produzione di energia pari a quella sulla quale è stato riconosciuto il predetto incremento.

10) Rapporto tra prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e incentivi riconosciuti alla generazione da fonte rinnovabile [domanda 2) Pres. Mucchetti: "Può darci una visione sintetica di quale sia il rapporto tra incentivazione e prezzo medio di mercato dell'energia elettrica, a favore di chi riceve l'incentivazione nelle sue grandi categorie, fotovoltaico, eolico, certificati verdi, ecc.?"]

Nel seguito si forniscono i dati richiesti con riferimento all'anno 2012 e ai diversi meccanismi di incentivazione.

- Impianti beneficiari degli incentivi Cip 6:
 - il produttore "medio" Cip 6 da fonti assimilate, grazie all'incentivo, ottiene un ricavo complessivo pari a 1,49 volte il ricavo che avrebbe sul mercato;
 - il produttore Cip 6 da fonti rinnovabili, grazie all'incentivo, ottiene un ricavo complessivo pari a 2,44 volte il ricavo che avrebbe sul mercato.
- Impianti beneficiari dei certificati verdi:
assumendo un prezzo medio di mercato per l'anno 2012 pari a 77 €/MWh, il produttore da fonti rinnovabili, grazie ai CV, ottiene un ricavo complessivo pari a 2,07 volte il ricavo che avrebbe dal solo mercato. Il dato medio per le biomasse è più elevato (fino a 2,8), mentre è un po' inferiore per la fonte eolica, l'idroelettrico e il geotermoelettrico (fino a 1,9).
- Impianti beneficiari delle Tariffe Fisse Omnicomprensive per impianti fino a 1 MW (tariffe vigenti per impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012)

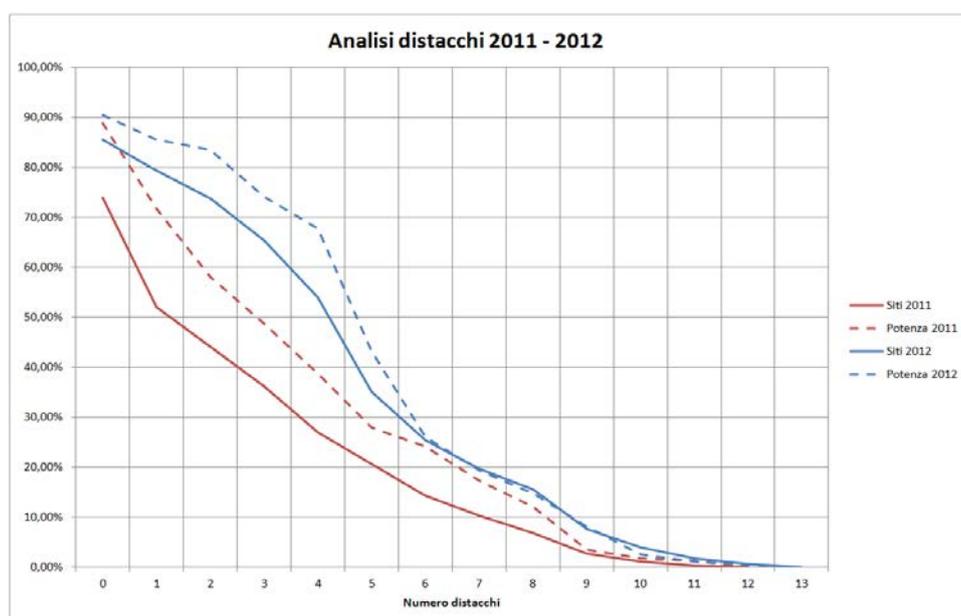
assumendo anche in questo caso un prezzo medio di mercato di 77 €/MWh per l'anno 2012, il produttore da fonti rinnovabili, grazie a tali tariffe fisse, ottiene un ricavo complessivo pari a 3,48 volte il ricavo che avrebbe dal solo mercato.

- Impianti fotovoltaici:

assumendo un prezzo medio di mercato per l'anno 2012 di 77 €/MWh, il produttore fotovoltaico, grazie agli incentivi, ottiene un ricavo complessivo pari a 5,32 volte il ricavo che avrebbe dal solo mercato. Questo rapporto, naturalmente, cambia - anche in misura significativa - per i diversi Conti Energia, e diventa molto più basso per il Quinto Conto Energia.

11) Interrompibilità nel settore elettrico [domanda 4) del Pres. Mucchetti: “Quante volte sono stati interrotti gli interrompibili in un arco di tempo significativo e quanto costa questa sorta di polizza? Siamo sicuri che il denaro che stiamo pagando per questo premio assicurativo sia equo, ovvero non contenga in sé una forma di sostegno improprio ai grandi consumatori di energia elettrica, che già ritirano a prezzi scontati?”

Per quanto riguarda il numero dei distacchi il grafico seguente mostra la percentuale di siti e di potenza interrompibile distaccata nel corso del 2011 e 2012 in funzione del numero dei distacchi.



Nel valutare i costi e i benefici del servizio di interrompibilità va comunque considerato che tale servizio è finalizzato al mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico ed alla prevenzione di condizioni di rischio del sistema e che, pertanto, va considerato anche il potenziale rischio evitato dal ricorso tempestivo all'interrompibilità stessa. L'utilizzo anche di pochi MW di interrompibilità può evitare, in taluni circostanze, una diffusa disalimentazione del sistema, soprattutto nei punti più critici della rete, e le possibili difficoltà legate alla rialimentazione di tali sezioni critiche.

I criteri di remunerazione del servizio di interrompibilità sono cambiati più volte dalla sua prima introduzione. Dal 2010 e per il triennio 2011-2013, l'Autorità ha affidato a Terna il compito di assegnare il servizio attraverso gare al ribasso a partire da una base d'asta. Nel caso in cui l'offerta risulta inferiore alla domanda tutta l'offerta viene selezionata e remunerata al prezzo base d'asta. Per tutto il 2011 e 2012 - periodo di tempo che si valuta significativo - il prezzo di assegnazione è stato quasi sempre pari al prezzo a base d'asta (150.000 €/MW) in ragione del fatto che vi era capacità disponibile e non si è creata congestione anche a causa della crisi dei consumi registrata nei siti disponibili.

A partire da gennaio-febbraio 2013 la richiesta sulle aste mensili e su quelle trimestrali è stata maggiore della potenza disponibile e questo ha comportato in alcuni mesi a prezzi di assegnazione più bassi. Va però considerato che questi prezzi si applicano a quantitativi limitati che sono, appunto, quelli assegnati su base mensile e trimestrale. A titolo di esempio, i 35.000 €/MW sono relativi a soli 20 MW messi all'asta.

12) Oneri indotti dagli sbilanciamenti generati dalle fonti rinnovabili non programmabili [domanda 5)

Pres. Mucchetti: “Abbiamo un’idea di quali siano gli oneri indotti dagli sbilanciamenti, che sono fuori dalla componente A3 della bolletta, ma sono comunque in bolletta? Sono oneri determinati da alcuni produttori che vengono pagati dalla generalità dei cittadini. Oneri che alcuni produttori determinano e altri no. Quindi, quando si va a calcolare il costo di un certo comparto, il grande mondo dei produttori di energia, ci sono oneri che si vedono e questo che si vede di meno ma c’è.”]

Della necessità di riformare la regolazione dei servizi di dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili al fine di una maggiore responsabilizzazione dei produttori anche attraverso il pagamento dei costi di sbilanciamento ad essi imputabili (oggi sostenuti dalla collettività) si è già detto sopra.

A questo si aggiungono i maggiori oneri derivanti da tre effetti principali sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) derivanti dalla crescente penetrazione di queste fonti, a parità di altri fattori; oneri che sono sostenuti a prescindere dallo sbilanciamento effettivo di tali fonti e che non sono correttamente attribuibili attraverso i corrispettivi di sbilanciamento. Questi oneri, infatti, derivano dalla necessità di Terna di predisporre il sistema a fronteggiare i *potenziali* squilibri fra immissioni e prelievi dovuti – oltre che ai possibili fuori servizio degli impianti e all’aleatorietà della domanda - anche all’aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili. Per queste ragioni tali oneri non sono recuperati attraverso i corrispettivi di sbilanciamento effettivo, ma sono coperti dal sistema prevalentemente attraverso il corrispettivo cosiddetto *uplift*.

Gli effetti in questione sul MSD sono: 1) un incremento dei margini di riserva che Terna deve costituire sul MSD per gestire in sicurezza la volatilità di queste fonti in tempo reale (aumento del fabbisogno di riserva terziaria totale); 2) l’aumento dell’energia elettrica sottesa agli avviamenti; 3) il maggiore utilizzo della riserva rapida per assicurare il bilanciamento in tempo reale a fronte delle rapide variazioni di produzione determinate dalla disponibilità intermittente della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

Il *Rapporto annuale dell’Autorità in materia di monitoraggio dei mercati elettrici e dei servizi di dispacciamento*, pubblicato alla fine del luglio scorso (311/2013/eel), fornisce evidenza di tali effetti (già evidenziatisi negli anni precedenti) con riferimento all’anno 2012.

13) Regolazione delle perdite di rete [domanda 6) Pres. Mucchetti: “In riferimento alle perdite di rete, relative all’attività di distribuzione, il principale soggetto “beneficiario” del pagamento di queste perdite di rete all’85% circa è ENEL. Ogni quanto si monitora l’effettiva consistenza di queste perdite di rete? C’è il dubbio che qui dentro ci sia (come per gli interrompibili) un’altra rendita.”

L’Autorità definisce la regolazione delle perdite di rete con riferimento ai fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione - applicati all’energia elettrica immessa e prelevata sulle medesime reti - e mediante specifici meccanismi di determinazione e riconoscimento delle perdite di rete (cosiddetta “perequazione perdite”).

Con la delibera ARG/elt 52/11, è stato avviato un percorso che ha condotto alla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita, che tiene conto da un lato, delle efficienze realizzate sulle reti elettriche e, dall’altro, della rilevante crescita della generazione distribuita e delle nuove forme di interazione con la rete elettrica. Questo processo ha comportato, fra l’altro, la progressiva riduzione dei fattori di perdita sui prelievi di energia elettrica a favore dei clienti finali (per i punti di prelievo in bassa tensione il fattore di perdita è passato dal 10,8% al 10,4%; per quelli in media tensione dal 5,1% al 4%; per quelli in alta tensione con potenza fino a 150 kW dal 2,9% al 1,8%; per quelli in alta tensione con 220 kV di potenza da 2,9% a 1,1% e per quelli fino a 380 kV di potenza da 0,9% a 0,7%).

Contestualmente alla revisione dei fattori convenzionali di perdita, è stato avviato anche un processo di riforma del meccanismo di perequazione perdite oggi applicato alle imprese di distribuzione. La riforma è finalizzata a promuovere l’efficienza nella gestione delle reti e a rendere l’incentivo alla riduzione delle perdite maggiormente coerente con le condizioni di esercizio delle reti stesse. A tal fine, all’inizio del 2013 abbiamo avviato, con il supporto scientifico del Politecnico di Milano, un progetto specifico per lo studio delle reti elettriche e delle perdite di rete, i cui esiti saranno propedeutici anche per l’eventuale ulteriore revisione dei fattori convenzionali di perdita di cui si è detto.

A conclusione del percorso delineato, l'Autorità si attende che, rispetto alla situazione attuale, la regolazione in materia sia maggiormente a idonea a: i) trasferire al cliente finale i benefici ottenuti in termini di efficienza della rete; ii) riportare l'incentivo al contenimento delle perdite alle condizioni di esercizio della rete, superando l'attuale sistema di riconoscimento indifferenziato rispetto alle diverse realtà (fisiche e commerciali); iii) riconoscere la rilevanza crescente della generazione distribuita, in particolare per gli effetti sui livelli complessivi di perdite sulle reti.

In attesa del completamento di questo percorso di riforma, per l'anno 2012 e transitoriamente l'Autorità ha rimodulato l'ammontare di perequazione riconosciuto a ciascuna impresa distributrice in modo tale da rendere la perequazione tra gli operatori coerente con la diversificazione delle perdite effettive delle reti di distribuzione (fermo restando il mantenimento dell'incentivo per il contenimento di tali perdite). Questo meccanismo consentirà di trasferire parte dei benefici conseguiti dagli operatori aventi perdite effettive inferiori a quelle standard sia agli operatori con posizioni sfavorevoli sia ai clienti finali.

14) Regolazione della trasmissione [*domanda 7 Pres. Mucchetti: “Sui monopoli della trasmissione, Terna e SNAM, non si può pensare a qualche forma di recupero? La remunerazione del capitale investito è sottoposta (e se sì, ogni quanto) ad un aggiornamento, una revisione? Perché il costo del capitale varia nel tempo e anche la composizione del capitale realmente investito in queste imprese può variare rispetto a quanto riconosciuto nel WACC.”*]

La presenza di infrastrutture di rete gestite in regime di esclusiva sulla base di concessioni rilasciate dallo Stato richiede interventi di regolazione sia ai fini della fissazione delle tariffe di accesso e uso delle reti, sia ai fini della definizione di adeguati standard di qualità.

La legge istitutiva dell'Autorità (legge n. 481/95) stabilisce che, nella definizione del regime tariffario, siano armonizzate le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese, di tutela dei consumatori e di promozione dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Il regime tariffario deve altresì garantire la copertura dei costi derivanti dall'erogazione del servizio, prevedendo una trasparente attribuzione dei medesimi agli utilizzatori del servizio, e promuovere la concorrenza nei settori regolati.

I criteri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e quelli per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale sono aggiornati dall'Autorità ogni quattro anni; i criteri per il periodo di regolazione 2012-2015 nel settore elettrico (quarto periodo di regolazione) sono stati aggiornati con delibere ARG/elt 199/11 e 157/2012/R/eel, mentre quelli relativi al periodo di regolazione 2014-2017 nel settore del gas naturale sono attualmente in consultazione.

Tra gli obiettivi prioritari dell'aggiornamento di questi criteri nel settore elettrico, l'Autorità ha individuato quello di garantire l'ammodernamento e l'adeguatezza delle infrastrutture di rete alle esigenze della domanda, al fine di garantire la certezza della fornitura, favorire l'integrazione dei mercati eliminando eventuali vincoli di rete, trasportare e bilanciare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, favorire la GD e l'efficienza energetica con l'introduzione e lo sviluppo di reti intelligenti (*smart grid*) indispensabili per conseguire gli obiettivi dell'UE per il 2020. Al riguardo, l'Autorità ha ritenuto opportuno proseguire nella razionalizzazione delle politiche di incentivazione degli investimenti nelle reti, già avviata nel terzo periodo di regolazione (2008-2011), con l'obiettivo di focalizzare gli incentivi verso investimenti a più alto contenuto strategico (sia in chiave di apertura dei mercati, sia di supporto al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni), nonché verso lo sviluppo di soluzioni basate su logiche correlate ai risultati effettivamente conseguiti (*output based*).

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per l'attività di trasmissione è stato definito, in continuità con le modalità adottate nel periodo di regolazione precedente, in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Tenuto conto della straordinaria congiuntura economico-finanziaria attuale, l'Autorità ha comunque previsto un meccanismo di revisione del tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica a metà del periodo di regolazione (entro il 30 novembre 2013), ai fini della sua applicazione a valere dal 1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015. Pertanto, indipendentemente dalle future condizioni congiunturali, il tasso di remunerazione sarà ricalcolato mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del WACC, ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, che sarà assunto pari alla media del

periodo novembre 2012 – ottobre 2013 dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia.

Per assicurare certezza agli investitori si è invece deciso di mantenere costante la composizione del capitale investito ipotizzato ai fini del calcolo del WACC.

Per quanto riguarda la regolazione tariffaria dell'attività di trasporto del gas naturale, come si è detto sopra l'Autorità ha proposto alla consultazione i propri orientamenti per il nuovo periodo di regolazione, orientamenti che sono coerenti con quanto già definito per la regolazione del settore elettrico, secondo una logica di convergenza verso modalità uniformi di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito nei servizi energetici a rete.

15) Costi sostenuti per il CIP 6 dall'inizio 1992 ad oggi; valutazioni dei costi attesi fino alla sua chiusura; valutazioni dei risparmi derivanti dalla risoluzione anticipata [domanda M5S]

Dal 2001 al 2012 agli impianti ammessi al meccanismo del Cip 6 sono stati riconosciuti incentivi pari a poco più di 25 miliardi di euro (fonte Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.).

Dal 2013 al 2020 si stimano ulteriori costi per 5-6 miliardi di euro.

A seguito dei decreti ministeriali 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010, 8 ottobre 2010 e 23 giugno 2011, dodici impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip n. 6/92. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate sulla base dei criteri indicati nei citati decreti, le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6 già confermate, dovrebbero comportare un risparmio complessivo per il sistema di circa 660 milioni di euro.

Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e potrebbero ulteriormente ridursi in caso di effettiva implementazione della nuova proposta dell'Autorità ai fini dell'aggiornamento della componente del prezzo di ritiro denominata CEC (costo evitato di combustibile: si veda la risposta alla domanda successiva).

16) Possibilità di riduzione dei costi del CIP6 [domanda 9) Pres. Mucchetti: Sappiamo che l'impatto del CIP 6 si sta riducendo, ma è ancora una voce di notevole rilievo, anche perché, a differenza delle fonti rinnovabili che muovono tanti soldi ma producono poca energia elettrica, il CIP6 produce tanta energia elettrica. C'è una remunerazione dell'energia prodotta e ritirata che considerava in modo stabile determinate voci talché, per esempio, il costo evitato di combustibile, in una situazione in cui il costo del gas è nettamente diminuito e, se siamo bravi, diminuirà ulteriormente, bisognerebbe recuperare qualcosa sul fronte CIP6 (non ci deve essere nessun regalo per i produttori).

Con il Parere 535/2012/I/eel del dicembre 2012, l'Autorità ha presentato al Ministero dello Sviluppo Economico, una proposta di modifica delle modalità di aggiornamento della componente di ritiro dell'energia incentivata in regime di CIP 6 denominata CEC - costo evitato di combustibile. La proposta prevede che il CEC venga determinato facendo riferimento solo ai prezzi del gas scambiato ai fini del bilanciamento e non più ai prezzi dei combustibili fossili, secondo una metodologia analoga a quella applicata per il mercato tutelato a seguito della riforma avviata dall'Autorità nel 2011 nel settore del gas naturale. In tal modo sarebbero trasferiti ai consumatori i benefici di prezzo derivanti dai cambiamenti nei mercati del gas e dall'avvio, a livello nazionale, del bilanciamento di merito economico e del relativo mercato.

Nello stesso Parere l'Autorità ha evidenziato che, a mero titolo d'esercizio, qualora tale proposta trovasse applicazione per il calcolo del valore di conguaglio del CEC per l'anno 2012, il risparmio sulle bollette elettriche sarebbe stimabile in circa 500 milioni di euro in relazione al solo anno 2012.

Nel Parere l'Autorità ha altresì rilevato che riterrebbe opportuno applicare i nuovi criteri per l'aggiornamento del CEC dalla prima annualità utile, vale a dire a decorrere dal 2013; ciò in considerazione sia del fatto che il regime di bilanciamento di merito economico (operativo a partire dal dicembre 2011) ha assunto la sua configurazione "a regime" aperta agli scambi tra utenti già a partire dall'1° aprile 2012, sia degli esiti dell'istruttoria conoscitiva relativa alla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, recentemente chiusa con la deliberazione 456/2012/R/gas.

Il decreto-legge n. 69/13 prevede invece che la nuova proposta di cui alla delibera 535/2012/I/eel trovi applicazione solo dal 2014 nel caso di impianti diversi da quelli alimentati da rifiuti e non venga

applicata nel caso di impianti alimentati da rifiuti. Verrebbe dunque introdotta una differenziazione dei valori del costo evitato di combustibile in funzione della fonte di energia che alimenta l'impianto beneficiario. Rispetto alla proposta avanzata dall'Autorità tali previsioni comportano:

- per l'anno 2013, un minor risparmio a beneficio della collettività stimabile in circa 320 milioni di euro;
- per l'anno 2014 e seguenti, un minor risparmio a beneficio della collettività stimabile in circa 40 milioni di euro l'anno fino a quando vi saranno impianti alimentati da rifiuti incentivati con il Cip 6.