SENATO DELLA REPUBBLICA
INDUSTRIA, COMMERCIO, TURISMO (10ª)

MERCOLEDÌ 18 APRILE 2012
293ª Seduta

Presidenza del Presidente CURSI

Interviene, ai sensi dell'articolo 48 del Regolamento, Guido Bortoni, Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, accompagnato da Rocco Colicchio, commissario, Mario Antonio Scino, capo dipartimento affari legislativi e relazioni istituzionali e Simone Lucattini, del dipartimento affari legislativi e relazioni istituzionali.

PROCEDURE INFORMATIVE

Seguito dell'indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale: audizione del Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)

Riprende l'indagine conoscitiva sospesa nella seduta del 20 marzo scorso.

Il presidente CURSI rivolge un indirizzo di saluto all'ingegner Guido Bortoni, presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e, ringraziandolo per la presenza all'odierna seduta della Commissione, lo invita a svolgere il suo intervento.

L'ingegner BORTONI illustra un documento, che consegna agli atti della Commissione, sugli effetti dello sviluppo delle fonti rinnovabili sulla domanda e l'offerta nel mercato elettrico, nonché sull'ultimo aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. Dopo aver richiamato gli obiettivi della strategia energetica nazionale, sottolineando l'interesse dell'Italia al raggiungimento di obiettivi di medio-lungo termine sul fronte della *white green economy*, vale a dire dell'efficienza e risparmio energetici oltre che dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, anche al fine di ridurre i costi di adeguamento delle infrastrutture, sottolinea la necessità di legare le forme di incentivazione anche ad una valutazione delle ricadute che le stesse hanno sul versante industriale interno. Nel ricordare il ruolo svolto dall'Autorità per una regolazione e un controllo del mercato elettrico, oltre a stabilire le tariffe per la copertura del fabbisogno finanziario, senza per questo aver mancato di richiamare i decisori pubblici ad una valutazione degli obiettivi di sostenibilità anche rispetto al quarto conto energia, esprime apprezzamento riguardo ai due schemi di decreti ministeriali relativi al quinto conto energia, riconoscendoli rispondenti ad una programmazione coerente.

Rispetto agli obiettivi di contenimento dei consumi energetici, ricorda come l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore sia molto più efficiente rispetto alla produzione di energia elettrica, mentre l'assenza di un obiettivo specifico per le azioni finalizzate all'efficienza energetica di fatto ha finito per penalizzare questo tipo di interventi. Si sofferma poi sull'andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso, vale a dire la Borsa elettrica, sui quali ha inciso sicuramente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Dal canto suo l'Autorità sta sviluppando alcune analisi proprio sull'evoluzione dei costi degli impianti al fine di consentire l'eventuale adozione di provvedimenti conseguenti.

Riguardo ai costi del servizio di dispacciamento, osserva che l'Autorità è intenzionata ad introdurre una serie di correttivi al mercato elettrico nel tentativo di superare alcune carenze infrastrutturali messe in risalto dall'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Quanto al sensibile aumento degli incentivi alle fonti rinnovabili tra le voci in bolletta, precisa che gli oneri stimati della componente A3 sono di circa 10,6 miliardi di euro, il che ha indotto l'Autorità a differire di un mese l'aggiornamento della componente tariffaria. Rispetto

all'aggiornamento trimestrale delle condizioni del servizio di maggior tutela, dopo aver ricordato i costi di acquisto di energia elettrica e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico, riconosce che l'aumento del 5,8 per cento a partire dal 1° aprile risente nella misura di un 40 per cento dei costi di generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

Infine per quanto concerne la ripartizione dell'onere legato alla componente tariffaria A3 sui diversi consumatori, l'Autorità avvierà una fase di ricognizione per individuare eventuali esigenze di modifica del quadro normativo vigente.

Il presidente CURSI rivolge quesiti riguardo alla possibilità di ridurre il costo della bolletta per gli utenti e al peso degli incentivi per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, auspicando anche che possa quanto prima tenersi un'apposita audizione dell'Autorità per quanto riguarda le nuove competenze in materia di servizio idrico. Si sofferma, quindi, sul sistema regolatorio della Sogin, scaduto a fine 2010, chiedendo informazioni circa i tempi di definizione del nuovo quadro regolatorio.

Il senatore CASOLI (*PdL*) esprime apprezzamento per la relazione testé svolta, in particolare sul tema delle energie da fonti rinnovabili e sulla competitività delle imprese. Richiamandosi all'esperienza maturata in Giappone all'atto dello spegnimento delle centrali nucleari, si interroga sulla modernità degli attuali sistemi di valutazione dei consumi delle imprese.

Il senatore TOMASELLI (*PD*) chiede una valutazione rispetto alla possibilità di una riduzione dei costi in bolletta, facendo progressivamente gravare sulla fiscalità generale gli incentivi all'utilizzo di fonti rinnovabili.

La senatrice FIORONI (*PD*) è interessata a conoscere i riflessi che può avere sull'Europa un ripensamento delle scelte compiute dall'Italia sul fronte delle energie rinnovabili.

Il senatore IZZO (*PdL*) segnala la forte penalizzazione subita con l'aumento delle tariffe dalle piccole e medie imprese del Mezzogiorno, già in difficoltà a causa della crisi economica.

L'ingegner BORTONI, in risposta ai quesiti posti dai senatori intervenuti, precisa che l'aumento medio del 5,8 per cento sta ad indicare che occorre intervenire sulla produzione ed il dispacciamento, ma soprattutto sugli oneri parafiscali.

Per quanto concerne il sistema regolatorio riferito alla Sogin precisa che l'Autorità sta immaginando un sistema di regolazione pluriennale in modo tale da consentire un orizzonte temporale idoneo a garantire al *management* interventi per il miglioramento delle *performance*. A tale proposito ritiene che il nuovo meccanismo potrebbe partire dal 2012.

Per quanto riguarda il mercato giapponese, ricorda che la mancata produzione di energia da nucleare è stata compensata con l'utilizzo di centrali a gas il che ha determinato anche un aumento del prezzo di quella risorsa energetica.

Riguardo alla possibilità di utilizzare la fiscalità generale per compensare i contributi alla produzione da fonte rinnovabile, conferma l'avviso già in passato più volte espresso dall'Autorità, nel senso che il carico sull'utente deve essere proporzionale rispetto al livello di inquinamento prodotto dalla fonte utilizzata e che quindi si deve puntare anche all'efficienza energetica. Rispetto agli orientamenti europei, l'Italia e la Germania hanno un parco di produzione legato al gas e alle fonti rinnovabili, ma in prospettiva si dovrà pensare ad un mercato delle capacità.

Il presidente CURSI ringrazia l'ingegner Bortoni per il contributo fornito ai lavori della Commissione e dichiara conclusa la sua audizione. Comunica altresì alla Commissione che il documento consegnato dal presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, poiché nulla

osta da parte di quest'ultimo, sarà pubblicato sul sito *web* della Commissione. La Commissione prende atto. Il seguito dell'indagine conoscitiva è dunque rinviato. *La seduta termina alle ore 16,30.*

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Memoria 19 aprile 2012
146/2012/I/eel

CONTRIBUTO ULTERIORE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS ALL'INDAGINE CONOSCITIVA SULLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE: EFFETTI DELLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI SU DOMANDA E OFFERTA NEL MERCATO ELETTRICO

Memoria per l'audizione
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
presso la 10a Commissione industria, commercio, turismo
del Senato della Repubblica

PREMESSA

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori, desidero ringraziare vivamente la 10a Commissione del Senato della Repubblica, anche a nome dei colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini, per aver voluto invitare nuovamente in audizione i rappresentanti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per fornire un ulteriore contributo nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulla Strategia Energetica Nazionale (SEN) svolta da codesta spettabile Commissione.

Il Collegio dell'Autorità ha già esposto in questa sede le sue considerazioni sulla SEN lo scorso 9 novembre (Memoria PAS 23/11). Oggi, come richiesto, ci limiteremo ad illustrare alcune considerazioni in merito agli effetti dello sviluppo delle fonti rinnovabili, con riferimento alla domanda e all'offerta del mercato elettrico, nonché all'ultimo aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela (30 marzo) .

Le osservazioni che svolgerò sono un estratto della presente Memoria che depositerò agli atti dei lavori parlamentari. A seguito dell'illustrazione della Memoria rimarrò con i miei Colleghi a Vostra disposizione per rispondere a tutte le domande che Vorrete porre e per fornirVi per iscritto eventuali integrazioni, qualora lo riteniate opportuno.

Il Presidente

Guido Bortoni

Autorità per l'energia elettrica e il gas

INTRODUZIONE

L'Autorità sin dall'inizio di questa Consiliatura ha ritenuto - e ritiene ancor più oggi - centrale che la politica energetica coniughi gli obiettivi di sostenibilità ambientale, come declinati per il nostro Paese negli impegni assunti a livello europeo per l'orizzonte 2020 e per gli anni successivi a tale data. In particolare, l'Autorità, auspica che venga intrapresa quanto prima nel settore dell'energia una programmazione delle politiche pubbliche che, rispettosa dei meccanismi di mercato, possa promuovere la nascita e supportare lo sviluppo di una *green economy* per il nostro Paese. La transizione verso un sistema energetico ambientalmente sostenibile potrebbe, tra l'altro, rappresentare una formidabile occasione di crescita complessiva dell'economia, facendo leva sulle esistenti aree di eccellenza dell'Italia e preparandone di nuove per il futuro.

Questa Memoria si occupa, in particolare, degli effetti dello sviluppo tumultuoso delle fonti rinnovabili elettriche sulla domanda e sull'offerta del mercato elettrico italiano. Nell'inquadrare l'analisi è tuttavia importante ricordare che, quanto trattato nel seguito, rappresenta un punto specifico di un dibattito che può e deve mantenere orizzonti più ampi, in cui i vari elementi del complesso tema della sostenibilità ambientale del sistema energetico trovano spazio. In tal senso, ed in particolare per l'Italia, sarebbe forse più opportuno parlare di *white/green economy* per mettere in evidenza il ruolo centrale dell'efficienza e del risparmio energetico.
Tale dibattito deve trovare il suo momento di sintesi nella SEN.

Nella SEN gli obiettivi di sostenibilità ambientale dovrebbero essere declinati in termini di traiettorie di medio-lungo termine, collocate coerentemente all'interno di una programmazione più generale delle politiche pubbliche. Nell'identificazione di tali traiettorie, se da un lato è necessario traguardare obiettivi credibili su un orizzonte temporale sufficientemente esteso, dall'altro è importante mantenere margini di flessibilità che consentano al sistema di adattarsi alle condizioni di contesto. Tale flessibilità è tanto più importante in un ambito, come quello in esame, caratterizzato da numerosi elementi in forte evoluzione. Basti pensare, ad esempio, all'impatto che l'innovazione della tecnologia potrà avere sull'assetto del settore tra 20 o 30 anni. La traiettoria di sviluppo delle rinnovabili ed il connesso livello di incentivazione dovrebbe tenere conto delle incertezze sulle tecnologie e sui relativi costi. In particolare, raggiungere un obiettivo in tempi troppo stretti determina certamente - se ci si pone in un'ottica anche solo decennale - costi più alti e un parco impianti più obsoleto di quanto sarebbe stato possibile ottenere spalmando l'intervento in maniera più graduale.

I criteri di selezione del mix energetico da traguardare, da un lato, e degli strumenti sia regolatori che amministrativi da utilizzare a tal fine, dall'altro, dovrebbero includere inoltre una valutazione di sostenibilità economica del percorso delineato. In questo si inserisce un obiettivo di minimizzazione degli oneri indotti dai sistemi di incentivo, in qualunque forma essi si manifestino e su qualunque soggetto vadano a gravare. Le valutazioni sulla sostenibilità economica delle politiche di sostegno dovrebbero essere formulate tenendo conto delle ricadute industriali sull'economia del Paese. Un'incentivazione che spinga indiscriminatamente e troppo rapidamente tutte le fonti, se non è accompagnata da un chiaro progetto industriale, rischia di rivelarsi un mero peso economico poco sostenibile e di non contribuire alla creazione di valore aggiunto (ricerca, tecnologia, ecc.) per il nostro Paese, che quegli investimenti sta finanziando.
Infine, va ricordato che, sebbene la presente Memoria sia necessariamente parametrata agli obiettivi che l'Europa - e l'Italia con essa - si è data per il 2020, questa data risulta ormai abbastanza vicina da rendere necessario cominciare, come detto poc'anzi, a porsi il problema di cosa avverrà dopo il 2020 e di come, quindi, proseguire il lavoro fin qui svolto. A tale proposito, all'Autorità preme sottolineare che raggiungere obiettivi ancor più sfidanti oltre l'orizzonte 2020 non sarà possibile se non attraverso l'utilizzo di una nuova generazione di impianti da fonti rinnovabili, in grado di

Autorità per l'energia elettrica e il gas

competere ad armi pari con quelli da fonti tradizionali, anche se determinante, in questo confronto, è naturalmente il costo prossimo del barile di petrolio, sul cui andamento, al momento, nemmeno i principali attori in gioco si arrischiano a fare serie previsioni.

In questa transizione verso una economia a basso contenuto di carbonio, l'Autorità, nel rispetto delle competenze di Parlamento e Governo, si candida per definire gli strumenti tecnici ed economici ritenuti più utili al buon funzionamento dei mercati energetici e all'integrazione delle fonti rinnovabili. Secondo tale approccio, non intendiamo occuparci *stricto sensu* di politiche energetiche. La nostra azione si rivolgerà all'individuazione di strumenti e regole volte a far sì che gli operatori, nel perseguire i propri obiettivi industriali e commerciali, tengano conto anche degli obiettivi di interesse pubblico stabiliti da Parlamento e Governo.

In tale ambito l'Autorità ha sempre svolto un doppio ruolo:

1. definendo, in piena indipendenza di giudizio e di valutazione, la regolazione ed il controllo del mercato elettrico e delle relative infrastrutture a rete;
2. svolgendo una mera funzione di "esazione tariffaria", attraverso adeguati meccanismi tariffari per la copertura del fabbisogno finanziario derivante dai diversi sistemi di incentivo. Tali sistemi, di norma, hanno obiettivi e meccanismi non definiti dall'Autorità, che è solo responsabile della copertura finanziaria a mezzo del sistema tariffario.

Nel ruolo di regolatore del mercato elettrico e delle infrastrutture a rete (sub 1), l'Autorità ha valutato una serie di fenomeni che stanno avvenendo sul mercato elettrico di cui ha reso conto nella Segnalazione a Parlamento e Governo sullo stato dei mercati 1 marzo 2012, 56/2012/I/com, nonché nella Relazione sull'evoluzione del mercato elettrico 30 marzo 2012, 112/2012/I/eel, assumendo una serie di decisioni conseguenti - come ad esempio l'introduzione dell'obbligo di prestazione dei servizi di rete per la generazione distribuita - o presentando i propri orientamenti per decisioni future - ad esempio finalizzati alla revisione del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili.

In qualità di attuatore dell'esazione tariffaria (sub 2), invece, l'Autorità ha provveduto recentemente (deliberazione 30 marzo 2012, 114/2012/R/eel) a differire di un mese l'aggiornamento della componente tariffaria (A3) per il recupero delle somme necessarie al finanziamento delle fonti rinnovabili elettriche ed assimilate. Questo, come dichiarato, ha permesso di segnalare in maniera "chiara e concreta" ai decisori pubblici l'esigenza di rivedere la programmazione delle politiche pubbliche circa gli obiettivi di sostenibilità. Ciò non in conseguenza di una scelta discrezionale dell'Autorità circa la sostenibilità economica degli incentivi posti in capo ai consumatori, bensì sul dato inequivocabile che alcuni parametri di politica energetica stavano per essere raggiunti e superati. Mi riferisco ai 6 miliardi di euro di onere annuo complessivo del IV conto energia fotovoltaico indicati dal DM 5 maggio 2011.
A valle di tale decisione dell'Autorità, il Governo ha posto in consultazione alla Conferenza Stato-Regioni ed all'Autorità medesima due schemi di DM relativi al V conto energia fotovoltaico ed alle fonti rinnovabili non fotovoltaiche. L'Autorità si riserva di valutare nel merito questi schemi per cui rilascerà apposito parere al Governo. Ci sia consentito qui esprimere apprezzamento per quanto riguarda un dato di metodo contenuto in entrambi i decreti ministeriali: essi sembrano assunti nell'alveo di una programmazione strutturata e coerente, foriera di un inquadramento complessivo nella futura SEN.
L'Autorità si riserva inoltre di formulare proposte volte a valorizzare il prezioso contributo della ricerca all'innovazione tecnologica e allo sviluppo di una filiera industriale, atteso che il Governo si accinge ad inviare in Parlamento un DDL contenente l'introduzione di delega legislativa per una specifica carbon-tax che dovrebbe incidere sullo sviluppo del settore delle fonti rinnovabili e delle tecnologie a ridotti contenuti di carbonio per le prossime decadi.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Entrando nel tema più specifico dello sviluppo delle fonti rinnovabili, va rilevato come la linea d'azione sopra prospettata, che coniuga la certezza derivante dall'identificazione di chiari obiettivi ambientali di medio lungo termine, ad esempio in termini di contenimento delle emissioni di gas ad effetto serra o di aumento della quota di fonti rinnovabili nel mix energetico, con criteri di efficienza e di sostenibilità economica non ha trovato fino ad oggi piena attuazione, né in fase di definizione del Piano di Azione Nazionale 2010 (PAN), né in fase di disegno dei sistemi di incentivo. Basti pensare, a titolo di esempio, alla differenza tra crescita programmata ed effettiva per gli impianti fotovoltaici o alla distanza tra la domanda obbligata di Certificati Verdi e gli obiettivi del PAN. Anche il peso relativo assegnato alle fonti rinnovabili per uso elettrico rispetto a quelle per uso termico o all'efficienza energetica appare non ottimale.
L'Autorità non ha mai messo in dubbio il *se* delle politiche di sostegno alle rinnovabili, cioè l'opportunità di spingere verso un sistema energetico ambientalmente sostenibile, ma piuttosto il *modo*, cioè le modalità di attuazione.
Se analizziamo in particolare l'obiettivo vincolante al 2020 per le fonti rinnovabili, (17% per l'Italia, come rapporto tra utilizzi di fonti rinnovabili e consumi finali totali di energia primaria) possiamo rilevare come per il suo raggiungimento sia possibile agire su quattro fronti:

- aumentare i consumi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- aumentare i consumi di calore prodotto da fonti rinnovabili;
- aumentare l'utilizzo di biocarburanti;
- ridurre i consumi finali totali di energia primaria.

Con riferimento a queste quattro leve di intervento desidero riproporre due riflessioni, che l'Autorità ha già più volte portato all'attenzione del Parlamento e del Governo.
Innanzitutto, ritengo importante ricordare come l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore sia molto più efficiente - in termini di rendimento medio - dell'utilizzo per la produzione di energia elettrica. Appare, dunque, evidente che conviene privilegiare tali usi, almeno nei limiti del potenziale disponibile.
In secondo luogo, voglio sottolineare che oggi, sebbene l'efficienza energetica presenti numerosi vantaggi relativi rispetto alle altre tre leve di intervento, l'assenza - nell'ambito delle politiche clima-energia dell'Unione Europea - di un obiettivo specifico vincolante ad essa dedicato penalizza questo tipo di misure.
Per meglio valutare il confronto tra leve di intervento sopra citate può essere utile qualche elemento quantitativo. A tal fine riporto un esempio in termini assolutamente indicativi ed approssimativi validi per lo scenario energetico attuale in Italia:

- 1 tep di maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili comporterebbe un onere annuo variabile tra circa 930 euro (nel caso di fonti incentivate con gli attuali certificati verdi) e circa 3500 euro (nel caso di fotovoltaico);
- 1 tep di maggior produzione di energia termica da fonti rinnovabili comporterebbe un onere annuo pari a circa 350 euro;
- 1 tep di riduzione dei consumi finali per effetto di interventi di risparmio energetico comporterebbe un onere pari a circa 100 euro.

In conclusione, qualora il maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e il minore consumo di energia fossero posti sullo stesso piano risulterebbe evidente che converrebbe promuovere soprattutto l'efficienza energetica, pur tenendo conto del fatto che l'efficienza energetica non è una risorsa inesauribile. Ciò comporterebbe un minore costo per il raggiungimento dell'obiettivo e vedrebbe l'Italia giocare un ruolo importante dato che il nostro Paese è avanzato nell'efficienza energetica (si veda, a titolo d'esempio, l'importante ruolo assunto nei settori dell'edilizia e della termotecnica).

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nel seguito riportiamo alcune valutazioni degli effetti sul mercato elettrico e degli oneri diretti A3 sui diversi consumatori.

IL NUOVO PARADIGMA DEL MERCATO ELETTRICO

I prezzi del mercato all'ingrosso: la Borsa elettrica

I prezzi del mercato all'ingrosso (Borsa elettrica) si collocano su livelli mediamente più elevati rispetto ai prezzi prevalenti negli altri principali mercati europei, evidenziando dei differenziali (dell'ordine di almeno 20€/MWh) che sono riconducibili a diversi fattori:

- differente mix tecnologico produttivo (in Italia gli impianti alimentati a gas naturale rappresentano per circa i 2/3 delle ore del giorno gli impianti marginali, ossia quelli che determinano il prezzo);
- maggiore costo del gas naturale rispetto alla media europea (maggior costo variabile degli impianti a ciclo combinato italiani dell'ordine dei 10 €/MWh);
- maggior costo variabile di produzione degli impianti termoelettrici italiani connesso con l'onere di acquisto dei certificati verdi (pari a circa 5-6 €/MWh).

In tale contesto, lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile non programmabile ha determinato un progressivo cambiamento dei fondamentali alla base del funzionamento del mercato elettrico. L'effetto più rilevante si è palesato a partire da ottobre 2011, e si è confermato nei mesi successivi – pur con qualche distinguo nel mese di febbraio 2012, in concomitanza con l'emergenza gas – e riguarda il forte aumento dei prezzi orari sul mercato del giorno prima (MGP) nelle ore pre-serali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica, ad oggi distribuita su quasi 400.000 impianti.

In particolare il confronto tra gli andamenti dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso nel corso del I° trimestre del 2012 rispetto all'analogo periodo del 2011 (graf. 1) evidenzia una "compressione relativa" dei prezzi dell'energia elettrica nelle ore di maggior produzione fotovoltaica, produzione che si caratterizza per assenza di costi variabili e specifici programmi di offerta.
Ne consegue una significativa riduzione del numero delle ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità di coprire, prima ancora della quota parte dei costi fissi, anche le eventuali perdite sui costi variabili registrate nelle ore della giornata in cui sono costretti a rimanere in servizio a causa dei loro vincoli tecnici di funzionamento. Da ciò deriva un'esigenza di copertura dei costi variabili di produzione in un numero più concentrato di ore, il che, a sua volta, concorre a spiegare l'aumento relativo registrato nei livelli dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso nelle prime ore serali.

Al fine di meglio comprendere gli effetti di questo fenomeno, l'Autorità sta sviluppando analisi finalizzate a valutare l'evoluzione dei costi degli impianti con riferimento ai loro possibili profili di utilizzo e la relazione di aderenza degli stessi ai prezzi che si formano sul mercato. Ciò al fine di completare la base conoscitiva in vista di eventuali provvedimenti. Le risultanze forniranno anche un contributo oggettivo e neutrale rispetto ad un dibattito che si è spesso sviluppato sulla base di analisi parziali e variamente orientate.

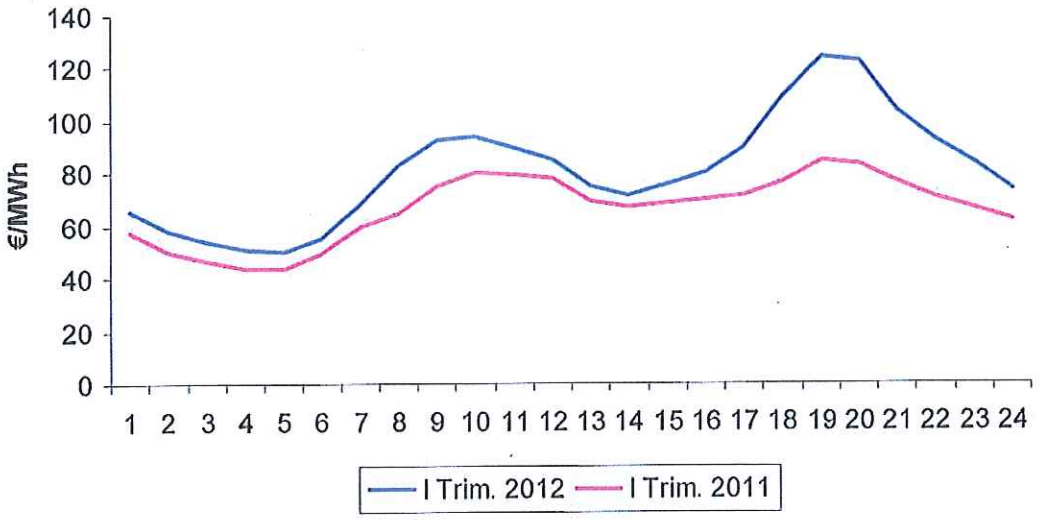
Oltre all'analisi del fenomeno, occorre considerare che, in questa fase di sviluppo del mercato, gli ulteriori incrementi nella generazione fotovoltaica hanno, almeno nel breve periodo, un effetto sempre minore in termini di "compressione relativa" dei prezzi di equilibrio nelle ore di maggiore irraggiamento, in molte delle quali sono ormai allineati con i costi variabili degli impianti a gas più efficienti, mentre incrementano i costi di modulazione e di dispacciamento degli impianti convenzionali, in particolare nelle ore serali. Ciò sino a quando la tecnologia marginale ricorrente – ossia quella che fissa il prezzo di borsa nella maggior parte delle ore – rimarrà quella a gas. Inoltre

Autorità per l'energia elettrica e il gas

in termini di contributo delle fonti rinnovabili elettriche, si dovranno, per il futuro, considerare scenari e paradigmi di mercato in cui il prezzo sarà fissato da tecnologie correlate alle fonti rinnovabili incentivate, caratterizzare da un costo variabile pressochè nullo, con conseguenze sulle stesse dinamiche di mercato non del tutto prevedibili.

In prospettiva, l'integrazione su vasta scala nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita richiederà, a livello europeo, di ripensare l'attuale disegno di mercato, originariamente pensato per un parco elettrico di tipo più tradizionale.
L'Autorità sta esaminando tali scenari di frontiera nell'ambito del dibattito europeo, in cui si inscrive il caso del mercato elettrico italiano. Ciononostante nel nostro Paese non è ancora stato avviato un confronto approfondito al riguardo e, pertanto, l'Autorità intende sottoporre, quanto prima, all'attenzione di Istituzioni e stakeholder queste tematiche.

Grafico n 1 – Andamento medio orario del PUN I trimestre 2012 vs I trimestre 2011



Autorità per l'energia elettrica e il gas

I costi del servizio di dispacciamento

Effetti dello sviluppo delle fonti rinnovabili sono riscontrabili anche nella determinazione dei prezzi per il servizio di dispacciamento. Tali effetti sono per lo più riconducibili all'esigenza di gestire in sicurezza il sistema elettrico nazionale, in considerazione della non programmabilità e aleatorietà di tali fonti, che comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale. A ciò va aggiunto che la maggior produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica.

Si rileva inoltre che tali criticità sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali di rete intra ed interzonali nelle aree in cui le fonti non programmabili sono disponibili.
Tutto ciò si traduce, oltre che in un incremento dei costi di dispacciamento, in una loro maggiore volatilità, rispetto al passato, e nella conseguente minore prevedibilità dei medesimi.

L'Autorità al fine di superare le criticità evidenziate, intende introdurre nel breve termine una serie di correzioni all'attuale architettura del mercato elettrico volte a meglio adattare l'attuale disegno di mercato alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili (in tale ambito l'avvio di procedimento con la deliberazione ARG/elt 160/11).

L'INCENTIVAZIONE DIRETTA ALLE FONTI RINNOVABILI: ONERE GENERALE DI SISTEMA A3

I costi derivanti dall'incentivazione diretta alle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai Certificati Verdi (CV) negoziati sul mercato, che non sono oggetto di ritiro da parte del GSE e che quindi vanno ad incidere indirettamente solo sul prezzo dell'energia dei clienti finali[1].
L'attuale Collegio dell'Autorità ha segnalato fin dal suo insediamento[2] che l'incentivazione diretta alle fonti rinnovabili e assimilate ha determinato un eccezionale incremento degli oneri complessivi posto in capo al conto destinato a finanziare le fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3. L'aumento di tale componente è principalmente riconducibile all'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e al ritiro dei CV invenduti da parte del GSE.
La copertura degli accresciuti oneri ha reso pertanto necessario uno straordinario incremento della componente tariffaria A3, che nel periodo gennaio 2009 – gennaio 2012 è circa triplicata, arrivando a rappresentare, da sola, attorno al 90% degli oneri generali complessivamente gravanti sui consumatori elettrici.
In termini di gettito, la A3 raccoglie, a valori vigenti, circa 8,5 miliardi di euro sui 9,5 miliardi del totale degli oneri generali. Entro il 30 aprile, l'Autorità ha inoltre previsto un ulteriore aumento della componente tariffaria A3, necessario per allineare il gettito di tale componente (nel 2012) con gli oneri di competenza. L'obiettivo di gettito della componente A3 richiederà circa 10,6 miliardi di euro (portando pertanto il gettito totale degli oneri generali a 11,6 miliardi di euro).

Più in dettaglio, i sopra richiamati 10,6 miliardi di oneri finanziati tramite la A3 saranno composti da:

- oneri per impianti assimilati 1,4 miliardi di euro;
- oneri per il ritiro dei certificati verdi 1,8 miliardi di euro;
- oneri per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici 5,9 miliardi di euro;
- oneri per le altre forme di incentivazione delle fonti rinnovabili (ivi incluse quelle del provvedimento CIP 6/92) 1,5 miliardi di euro di cui 0,5 miliardi riferiti al ritiro dell'energia elettrica CIP 6/92 prodotta da fonti rinnovabili, 0,6 miliardi derivanti dalle tariffe fisse onnicomprensive e la restante parte relativa a scambio sul posto, ritiro dedicato e costi di funzionamento del GSE.

In prospettiva ci si attende una riduzione degli oneri relativi agli impianti CIP 6/92 assimilati, anche per la progressiva fuoriuscita di tali impianti da forme di incentivazione, più che compensata da un incremento degli oneri sostenuti dal GSE per il ritiro dei CV invenduti, sempre più numerosi per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta ulteriormente acuito dalla futura progressiva riduzione della quota d'obbligo per l'acquisto dei CV.

[1] L'obbligo posto in capo a produttori ed importatori relativo ai CV implica un incremento del prezzo all'ingrosso. Per gli anni 2011 e 2012 ci si attende un onere di poco superiore a quello del 2010 (terminato il 31 marzo 2011) pari a circa 650 milioni di euro.
[2] Cfr. memoria PAS 12/11, segnalazione PAS 21/11

Autorità per l'energia elettrica e il gas

E' prevedibile anche un incremento degli oneri relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici – pur non con gli straordinari tassi di crescita registrati negli ultimi 18 mesi – e degli oneri per le altre forme di incentivazione delle fonti rinnovabili.

Dettaglio oneri a carico del conto A3

(elaborazione AEEG su dati GSE - dati in milioni di euro)

in verde gli incentivi e gli oneri relativi alle fonti rinnovabili

	2011	2012 (Stima obiettivo gettito)	Prospettive per gli anni successivi al 2012
	Milioni di euro	Milioni di euro	
Incentivi diretti alle fonti rinnovabili a carico del conto A3			
energia elettrica da impianti CIP 6/92 (fonti rinnovabili)	567	555	*in riduzione*
ritiro certificati verdi invenduti	1.352	1.790	*in aumento*
fotovoltaico	3.949	6.890	*in aumento*
tariffa fissa onnicomprensiva	464	603	*in aumento*
Subtotale (a)	6.332	8.838	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto A3 (1)			
ritiro dedicato	131	131	*stabile*
scambio sul posto	127	226	*in aumento*
funzionamento GSE	46	39	*stabile*
altro (2)	1	18	
Subtotale (b)	305	414	
Totale rinnovabili a carico del conto A3 (c = a + b)	6.638	9.252	

(1) per semplicità si considerano gli oneri per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto relativi solo a fonti rinnovabili

(2) corrispettivi per la partecipazione alla Borsa Elettrica e altri oneri a carico del GSE

Incentivi diretti e oneri associati alle fonti assimilate a carico del conto A3			
energia elettrica da impianti CIP 6/92 (fonti assimilate)	778	769	*in riduzione*
riconoscimento oneri CO2 impianti CIP 6/92	265	211	*in riduzione*
riconoscimento oneri acquisto certificati verdi impianti CIP 6/92	40	43	*in riduzione*
oneri anticipati derivanti dalla risoluzione CIP 6/92	216	371	*voce una tantum*
Totale (d)	1.299	1.394	
Totale a carico del conto A3 (e = c + d)	7.937	10.646	

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Dettaglio incentivi e oneri fonti rinnovabili	2011 Milioni di euro	2012 (Stime) Milioni di euro	Prospettive per gli anni successivi al 2012
Incentivi diretti alle fonti rinnovabili a carico del conto A3 (a)	6.332	8.838	
Incentivi alle fonti rinnovabili NON a carico del conto A3 (f) (1)	700	750	*in riduzione*
Totale incentivi alle fonti rinnovabili (g=a+f)	7.032	9.588	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto A3 (b)	305	414	
Totale incentivi e oneri alle fonti rinnovabili (h=g+b)	7.338	10.002	

(1) costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione

La situazione sopra descritta relativa all'anno 2012 ha confermato, pertanto, la necessità di verificare la sostenibilità economica dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e di stimolare, quindi, un processo di revisione dei medesimi, in una prospettiva che tenga adeguatamente conto dell'onerosità di tali meccanismi per i clienti finali del servizio elettrico.

L'Autorità, data la rilevanza degli oneri afferenti al conto A3, ha ritenuto opportuno differire di un mese, l'aggiornamento della componente tariffaria A3, al fine di consentire una più ampia valutazione degli oneri di competenza 2012 e di fornire ai Ministeri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle variazioni attese degli oneri afferenti il Conto A3.

L'adeguamento in aumento della componente tariffaria A3, da adottare entro il 30 aprile sarà, in ogni caso pari a circa il 33,8% rispetto ai valori della medesima componente attualmente vigenti.

L'AGGIORNAMENTO DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE PER IL SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA

Alle famiglie e alle piccole imprese che non si sono ancora rivolte al libero mercato vengono applicate le condizioni economiche di riferimento stabilite e aggiornate direttamente dall'Autorità, ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito in legge 3 agosto 2007, n. 125 *(regime di maggior tutela).*
Le condizioni economiche dei clienti serviti in maggior tutela prevedono le seguenti voci di costo: servizi di vendita, servizi di rete, oneri di sistema e imposte.

Il recente aggiornamento relativo alle condizioni da applicare per il II trimestre del 2012, ha visto una variazione delle sole voci relative ai servizi di vendita e alla componente A3 degli oneri di sistema (per cui si è deliberato di posticipare l'aggiornamento, non essendovi alcun termine fissato normativamente).

Relativamente ai **servizi di vendita**, l'Autorità aggiorna inderogabilmente ogni trimestre tali condizioni sulla base dell'andamento dei prezzi dell'energia all'ingrosso, del costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico S.p.A, il soggetto preposto all'approvvigionamento all'ingrosso per il servizio di maggior tutela (acquisto di energia elettrica e del relativo servizio di dispacciamento) - e delle stime di fabbisogno effettuate da quest'ultimo.
In base ai consuntivi di costo, ai pre-consuntivi disponibili e alla compensazione delle differenze tra preventivo e consuntivo, l'Autorità calcola, dunque, il prezzo di vendita per i clienti finali in regime di maggior tutela. Questa metodologia di calcolo, che prevede ai fini della determinazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas

dei prezzi per i clienti domestici la stima del costo medio di approvvigionamento su base annua, mira ad attenuare la volatilità dei prezzi applicati ai citati clienti domestici, smorzando le oscillazioni dei prezzi all'ingrosso nei diversi mesi dell'anno.

La metodologia di aggiornamento dei corrispettivi relativi al servizio di vendita

La regolazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela prevede che l'Autorità aggiorni trimestralmente:

i) il corrispettivo per la vendita dell'energia elettrica (PED);

ii) il corrispettivo relativo alla perequazione (PPE).

Il corrispettivo per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti cui è erogato il servizio di maggior tutela (corrispettivo PED) è la somma di due elementi[3]:

a) elemento PE, a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'acquisto dell'energia elettrica;

b) elemento PD, a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per il dispacciamento dell'energia elettrica.

Al momento dell'aggiornamento trimestrale, il livello del corrispettivo PED è definito considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione di costi che l'Acquirente Unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali scostamenti connessi al calcolo del corrispettivo PED nei periodi precedenti.

Il corrispettivo relativo alla perequazione (PPE) permette di coprire su base pluriennale gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento, compreso quanto non è possibile recuperare nell'anno solare con il meccanismo di recupero incorporato nel calcolo del corrispettivo PED.

Costi di acquisto dell'energia elettrica sostenuti dall'Acquirente Unico

Come detto, i clienti ammessi al servizio di maggior tutela sono i clienti finali domestici e le piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. Con riferimento a tali clienti, l'Acquirente Unico ha stimato, per l'anno 2012, un fabbisogno di energia elettrica pari a circa 80 TWh.

Nel 2012 l'Acquirente Unico acquista tale energia, in parte mediante contratti di lungo termine a prezzo fisso (48%), in parte, sulla Borsa dell'energia elettrica (52%). Occorre evidenziare che sulle variazioni del prezzo dell'energia elettrica influisce anche il prezzo del petrolio. Pertanto, le previsioni sull'andamento dei prezzi del petrolio costituiscono una variabile fondamentale per l'aggiornamento dei prezzi dell'energia elettrica. In occasione dell'aggiornamento di aprile, la stima in euro del prezzo del petrolio (*Brent dated*) è stata rivista verso l'alto del 10,1%, in termini di

[3] Il corrispettivo PED è definito dall'Autorità sulla base del prezzo di cessione pagato dagli esercenti la maggior tutela all'Acquirente Unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in regime di maggior tutela. In particolare, il prezzo di cessione risulta articolato per le fasce orarie F1, F2 ed F3 e riflette i costi di acquisto, di funzionamento e di dispacciamento dell'Acquirente Unico

Autorità per l'energia elettrica e il gas

valore medio annuo per il 2012, rispetto a quanto previsto in occasione dell'aggiornamento del gennaio scorso. Tale revisione tiene conto del forte incremento registrato dal prezzo del petrolio nei mesi di gennaio e febbraio, come conseguenza delle tensioni geopolitiche che hanno interessato il mondo arabo/iraniano e del contestuale rafforzamento della valuta statunitense, nonché delle previsioni sulla dinamica delle quotazioni del greggio nella parte restante dell'anno.

Le suddette previsioni di aumenti del prezzo del petrolio si riflettono, a loro volta, sul prezzo di acquisto dell'energia elettrica sulla borsa (c.d. prezzo unico nazionale – PUN); ad oggi il PUN 2012 è previsto pari a 78,55 €/MWh, in aumento dell'8,9% rispetto alle previsioni precedenti.

Costi di dispacciamento dell'energia elettrica sostenuti dall'Acquirente Unico

L'Acquirente Unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti in maggior tutela, è tenuto a versare a Terna S.p.A. (concessionario del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica) i corrispettivi relativi al servizio di dispacciamento. I livelli di tali corrispettivi sono determinati dall'Autorità principalmente in base agli elementi di costo - consuntivi e prospettici - comunicati da Terna e dall'Acquirente Unico. Circa il 50% del costo sostenuto dall'Acquirente Unico per il servizio di dispacciamento è costituito dal corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento che, rispetto al trimestre precedente, sulla base dei dati comunicati da Terna, ha registrato un aumento del 17%.
Tale aumento riflette i maggiori costi legati alla gestione in sicurezza del sistema elettrico in presenza di una crescita esponenziale della generazione da fonti non programmabili e intermittenti, in particolare della produzione fotovoltaica come già evidenziato sopra.

Recupero e perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica sostenuti dall'Acquirente Unico.

La terza variabile, che incide sull'aggiornamento del PED e del PEE, è costituita dagli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i consuntivi valutati *ex post*. Con riferimento all'ultimo aggiornamento, l'importo totale da recuperare per gli squilibri relativi al 2012 è stato stimato in misura pari a circa 120 milioni di euro (di cui 101 milioni relativi ai costi di acquisto dell'energia e 19 milioni relativi ai costi di dispacciamento). In base alle informazioni ad oggi disponibili, per quanto riguarda gli squilibri di perequazione relativi agli anni 2008, 2009, 2010 e 2011, dovranno essere restituiti ai clienti finali circa 40 milioni di euro, in parte entro giugno 2012 e in parte entro la fine dell'anno.

Impatto dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sul prezzo finale.

Con l'ultimo aggiornamento fatto dall'Autorità, il prezzo finale (comprensivo di imposte) dell'utente domestico tipo (consumi annui pari a 2700 kWh e potenza pari a 3kW), servito in regime di maggior tutela, è aumentato del 5,8% a partire dall'1 aprile rispetto al prezzo vigente nel primo trimestre 2012.

A questo aumento hanno contribuito:

- nella misura del 4,7%, l'aumento del costo medio annuale di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente Unico;
- nella misura dello 0,9% i maggiori costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico;
- nella misura dello 0,2% l'aumento dei costi legati alla perequazione.

L'impatto della generazione da fonti rinnovabili non programmabili sui maggiori costi sostenuti da Acquirente Unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, e riflessi nell'aumento del 5,8%, può essere indicativamente quantificato in circa il 40% di tale aumento.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Variazioni oneri generali

Come già segnalato in precedenza, a fronte dell'invarianza degli altri oneri generali, l'adeguamento della componente A3 che l'Autorità si appresta ad adottare entro il prossimo 30 aprile, sarà pari a circa il + 33,8%.
Per l'utente domestico tipo (utente domestico servito in maggior tutela, nella casa di residenza con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW e consumi annui di 2.700 kWh), l'incremento dell'aliquota del 33,8% comporterà un aumento della spesa annua per la fornitura di energia elettrica nell'ordine del 4% rispetto ai valori precedentemente in vigore, come già comunicato dall'Autorità lo scorso 30 marzo.

GLI EFFETTI DELL'INCENTIVAZIONE DIRETTA (ONERE A3) SUI DIVERSI CONSUMATORI

Sebbene, in termini percentuali, gli adeguamenti della componente tariffaria A3 vengano applicati in maniera uniforme per tutte le categorie di utenti, nondimeno, in termini assoluti, gli incrementi della suddetta componente hanno una ricaduta differenziata sugli utenti finali. Pertanto l'incremento di aliquota del 33,8% avrà un diverso impatto in funzione delle caratteristiche del consumo di ciascun cliente.
Nel caso dei clienti domestici residenti con potenza non superiore a 3 kW (ossia con tariffa D2), la componente tariffaria A3 è differenziata per scaglioni di consumo, con un valore ridotto per i consumi medio bassi fino a 1800 kWh/anno, ed uno maggiorato per i consumi eccedenti tale soglia.
Con riferimento, invece, ai clienti in media, alta e altissima tensione, le variazioni della componente A3 risultano in parte attenuate per i clienti che godono delle deroghe introdotte in attuazione di quanto previsto all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99 (decreto legislativo di liberalizzazione dell'energia elettrica, cd decreto Bersani).
In particolare:

a) per gli utenti in media tensione le aliquote in quota energia delle componenti tariffarie A sono poste pari a zero per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh;
b) per gli utenti in alta e altissima tensione è previsto uno sconto pari al 50% sulle aliquote in quota energia delle componenti A, su tutti i consumi che eccedono la soglia di 4 GWh/mese e fino a 12 GWh/mese, e la completa esenzione per i consumi eccedenti quest'ultima soglia.

In termini più generali, l'onere della componente A3 attualmente grava in termini di gettito (dati preconsuntivo 2011) per circa il 19% sui clienti domestici, per circa il 38% sugli altri clienti in bassa tensione, per il 36% sui clienti in media tensione e per il restante 7% sui clienti in alta e altissima tensione[4].
Tale ripartizione dell'onere tra le diverse categorie di clienti deriva da una struttura tariffaria applicata, in maniera sostanzialmente immutata, fin dalla prima riforma tariffaria dell'Autorità del 2000. L'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze istituzionali, considerata la rilevante evoluzione in termini di incidenza degli oneri generali (ed in particolare del finanziamento delle fonti rinnovabili e assimilate) sul totale della spesa dei clienti elettrici, intende avviare una fase di specifica ricognizione di tale fenomeno, anche finalizzata a individuare eventuali esigenze di modifica del quadro normativo (primario e secondario) vigente.

[4] Si segnala che tale ripartizione si sta modificando anche per effetto dell'attuazione delle disposizioni previste dalla legge n. 99/09, che ha previsto modalità di applicazione degli oneri generali alle reti interne d'utenza che hanno l'effetto di ridurre la base imponibile, di fatto riducendo il gettito precedentemente garantito dai clienti in alta e media tensione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

Di seguito si riportano i principali atti dell'Autorità di riferimento sui temi trattati:

Memoria PAS 12/11
Segnalazione PAS 21/11
Memoria PAS 23/11
Deliberazione ARG/elt 160/11
Documento per la consultazione 35/2012/R/efr
Relazione 56/2012/I/com
Deliberazione 84/2012/R/eel
Deliberazione 114/2012/R/com
Deliberazione 119/2012/R/eel
Rapporto 112/2012/I/eel

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Appendice: l'aggiornamento tariffario nel settore del gas naturale

Nel settore del gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1 gennaio 2003. Come per il settore elettrico, ed al fine di garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti minori), l'Autorità continua a fissare le condizioni economiche di riferimento, come previsto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93 di recepimento delle direttive comunitarie del c.d. Terzo Pacchetto Energia.

L'Autorità, con l'aggiornamento di aprile delle condizioni economiche di vendita del gas naturale per il servizio di tutela, ha dato una prima attuazione a quanto disposto dall'articolo 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012, n. 27, il quale ha previsto che, dal trimestre decorrente dall'1 aprile 2012, al fine di adeguare i prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili ai valori europei, l'Autorità, nella determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei costi di approvvigionamento di gas naturale, introduca progressivamente, tra i parametri in base ai quali è disposto l'aggiornamento, anche il riferimento, per una quota gradualmente crescente, ai prezzi del gas rilevati sul mercato. In attesa dello sviluppo di un mercato italiano sufficientemente liquido, lo stesso decreto ha indicato come riferimento di mercato i prodotti negoziati sui mercati europei del gas.
Pertanto, nella formula di calcolo della componente materia prima, accanto al tradizionale paniere di prodotti petroliferi, è stato introdotto, con un peso iniziale del 3%, un indice di mercato correlato alle quotazioni a termine del gas sull'*hub* virtuale *Title Transfer Facility* (TTF).

Con la nuova formula di indicizzazione, il prezzo finale del gas, incluse le imposte, per l'utente domestico tipo (con un consumo medio annuo di 1400 Smc) ad aprile è aumentato dell'1,8% rispetto al trimestre precedente. Con la formula previgente nel primo trimestre dell'anno l'aumento di aprile sarebbe stato invece pari al 2,2%.
L'aumento complessivo dell'1,8% è dovuto a:

- nella misura dell'1,1% alla variazione diretta della componente "materia prima";
- nella misura dello 0,6% per l'aumento della componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione per l'adeguamento dell'elemento a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- nella misura dello 0,1% per l'aumento della componente a copertura degli oneri per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale.

Autorità per l'energia elettrica e il gas