



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**INDAGINE CONOSCITIVA SULLA
STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE**

*Memoria per l'audizione presso la
X Commissione Industria, Commercio, Turismo
del Senato della Repubblica*

Roma, 20 ottobre 2010

INDICE

Premessa

1. Scenario energetico	5
2. Mercato italiano del gas naturale: criticità e proposte	13
3. Mercato italiano dell'energia elettrica: criticità e proposte	17
4. Sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'integrazione nel mercato	22
5. Qualità dei servizi e tutela dei consumatori	29
6. Risparmio energetico	32
7. Regolazione e sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale in ambito europeo ed internazionale	33
8. Organizzazione, risorse umane ed economico-finanziarie	34

Premessa

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori, desidero ringraziare vivamente, anche a nome del collega Fanelli, la Commissione Decima del Senato per aver voluto ascoltare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale.

Mancano meno di due mesi dal termine del nostro mandato settennale, e presto proprio questa Commissione, assieme alla sua omologa della Camera, sarà chiamata a vagliare i nomi dei componenti del Collegio che ci succederanno in questo compito; questa occasione costituisce quindi per noi anche un'ulteriore opportunità per ribadire di fronte al Parlamento il valore della scelta legislativa a suo tempo compiuta proprio istituendo una Autorità di regolazione indipendente per i settori energetici.

Il fatto che il *terzo pacchetto* di direttive UE sul settore disegni un Regolatore del tipo è già da anni funzionante ed attivo, in Italia, oltre a costituire un apprezzamento per la scelta del nostro Paese, conferma che la direzione intrapresa è stata quella giusta.

D'altra parte si può ricordare, fra i risultati che la regolazione indipendente ha potuto ottenere fino ad oggi, che: la qualità dei servizi resi ai cittadini è migliorata; i mercati dell'energia elettrica e del gas, sebbene ancora immaturi, hanno già portato più trasparenza e più vantaggi per i consumatori domestici o industriali; i controlli hanno portato a recuperi amministrativi, di contributi non dovuti, e sanzioni per centinaia di milioni di euro, importi da soli ben superiori a quanto sia costata l'Autorità dalla sua nascita ad oggi.

Oggi, tuttavia, dobbiamo purtroppo rappresentare che l'indipendenza e l'autonomia dell'Autorità sono messe a rischio dall'estensione all'Autorità medesima di alcuni drastici vincoli economico-gestionali posti dalla recente *manovra economico-finanziaria*. Infatti, sebbene l'Autorità non gravi sul bilancio dello Stato e non riceva alcun tipo di finanziamento pubblico (il che rende per certi versi anomalo un intervento sui suoi bilanci) essa dovrebbe assumere provvedimenti fortemente limitanti le sue attività operative, incidendo in particolare su quelle per una maggior tutela dei consumatori, per un ulteriore sviluppo della competitività dei sistemi elettrici e gas, nonché per i monitoraggi e controlli, già dimostratisi efficaci ancorché necessari. Perciò ci permettiamo di porre di nuovo all'attenzione del Parlamento quanto già rappresentato in proposito con la nostra Segnalazione del 25 giugno 2010 (Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo sul disegno di legge di conversione del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, recante "Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica" (as 2228)) e su cui torneremo al successivo capitolo 7. Con essa, abbiamo avanzato proposte per mantenere un adeguato livello di operatività istituzionale, non certamente per sottrarci ad un nostro doveroso contributo alla finanza pubblica, né per dimensionare lo stesso contributo in misura diversa da quella di tutte le altre amministrazioni .

D'altra parte può segnalarsi che l'Autorità è sostanzialmente l'unica Amministrazione chiamata a versare fondi allo Stato e non "semplicemente" a riceverne meno; va ricordato che l'Autorità sta già assicurando per legge uno speciale contributo (circa 9 milioni di euro all'anno), per il sostentamento di altre Autorità ciò senza aver aumentato lo 0,3 per mille, quota ferma da 10 anni, che le aziende del settore pagano per il bilancio dell'Autorità (valore da noi tenuto, dunque, ben inferiore all'1 per mille pur consentito per legge).

In sostanza ci limitiamo a proporre soltanto: che, a parità di nostro contributo al Bilancio statale previsto dalla *manovra*, questa stessa non ci imponga vincoli specifici per alcune delle nostre attività; che, a parità di partecipazione alle esigenze di pubblico bilancio, siano ancora autonomamente definibili, come in passato, il dimensionamento delle nostre poste di bilancio secondo gli impegni istituzionali affidatici e senza compromettere l'indipendenza e l'autonomia della Autorità.

Per questo auspichiamo che recenti proposte di risoluzione di queste problematiche avanzate come emendamenti all'AS2243 (che non solo non impattano sul bilancio dello Stato, ma ne garantiscono l'invarianza rispetto al flusso dei fondi previsti a nostro carico dalla *manovra*) possano trovare accoglienza presso il Parlamento.

Auspichiamo anche che possa essere presto previsto il necessario intervento legislativo, più volte auspicato, per un incremento del personale dell'Autorità su cui pure torneremo al capitolo 7, fermo da anni a 180 unità, pur a fronte di numerosissimi compiti aggiuntivi assegnati ad essa nel tempo dalla normativa nazionale. Compiti gravosi, ai quali presto si aggiungeranno gli impegni posti in capo al Regolatore nazionale dalle direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE.

1. Scenario energetico

Nel rispetto del mandato della sua legge istitutiva, l'Autorità ha sempre doverosamente rispettato le strategie di politica energetica la cui definizione è di esclusiva competenza del Parlamento e del Governo. L'Autorità considera altrettanto doveroso mettere a disposizione le proprie competenze tecniche ed ogni elemento conoscitivo o propositivo utile alle decisioni di politica energetica.

Per questo, di seguito è riportata una breve analisi della situazione energetica, e vengono formulate alcune proposte che hanno come oggetto sia l'ambito internazionale sia l'ambito nazionale con particolare, ma non esclusivo, riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas.

1.1 La disponibilità fisica delle fonti fossili

Attualmente la domanda mondiale di energia è pari a circa 12 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio all'anno.

La domanda futura di energia è certamente correlata alla crescita della popolazione mondiale ed ai riallineamenti dei consumi pro capite nei vari continenti.

Il consumo medio pro capite di energia primaria oggi risulta attorno a 1,7 tonnellate equivalenti di petrolio/anno (TEP/anno), ma tale valore varia molto tra le diverse aree del pianeta: la media OCSE è 4,7 (negli USA circa 8, in Europa circa 3) mentre quella dell'Asia e dell'Africa è vicina a 0,7.

Anche mettendo in conto una robusta azione di risparmio da parte dei paesi industrializzati, i consumi dovrebbero quindi aumentare sia per l'incremento della popolazione sia per effetto dell'incremento dei consumi da parte dei Paesi meno sviluppati (già oggi in crescita esponenziale).¹

Si pone quindi il problema di come fare fronte a questa necessità crescente di energia. Attualmente la disponibilità dell'energia necessaria è rappresentata per la quota prevalente (80 %) dalle fonti fossili: petrolio, gas e carbone.

Un ruolo così accentuato di tali fonti pone quindi innanzitutto il problema della loro disponibilità fisica.

¹ Nel contesto determinato dalla recente crisi economico-finanziaria, la domanda mondiale di energia ha evidenziato nel 2009, per la prima volta dal 1981, una considerevole riduzione rispetto ai valori dell'anno precedente. La ripresa economica attesa nei prossimi anni dovrebbe tuttavia favorire una ripresa dei consumi energetici mondiali. Secondo lo scenario di riferimento IEA (Reference Scenario, World Energy Outlook 2009, IEA), la domanda mondiale di energia è prevista in crescita ad un tasso medio annuo dell'1,5% durante il periodo 2007-2030, corrispondente ad un incremento complessivo di circa il 40%. Per effetto dei diversi tassi di sviluppo tra Paesi, il maggiore contributo alla crescita dei consumi energetici dovrebbe provenire dalle economie asiatiche, seguite dal Medio oriente.

Nel periodo 2007-2030, è previsto che i paesi non-OECD siano responsabili di oltre il 90% dell'incremento dei consumi energetici riscontrati a livello globale e che incrementino la propria quota di domanda energetica dal 52% attuale a circa il 63% nel 2030.

Le riserve di petrolio

Per quanto riguarda il petrolio le riserve stimate risultano ancora considerevoli e non fanno precludere ad una scarsità di risorse nel medio periodo.

L'IEA (WEO 2008, IEA) stima che l'ammontare totale delle risorse recuperabili residue di petrolio convenzionale e liquidi da gas naturale (NGL) sia pari a 2448 miliardi di barili, valore simile a quello dei consumi cumulati fino ad oggi.

Tale ammontare complessivo è composto per circa la metà da riserve residue (1.241 miliardi di barili) e per il resto da risorse potenziali, ottenute dallo sviluppo dei giacimenti già individuati e tramite la scoperta di nuovi giacimenti.

La tavola 1 riporta, per le diverse aree del mondo, le stime di: riserve originarie dei giacimenti già scoperti; produzione cumulata al 2007; riserve residue (calcolate come differenza tra riserve originarie e produzione cumulativa); crescita potenziale delle riserve; risorse recuperabili scopribili in nuovi giacimenti e risorse recuperabili complessive residue.

Tav. 1 - Stima riserve e risorse potenzialmente recuperabili di olio convenzionale e NGL (fine 2007, miliardi di barili)

	Riserve Originarie	Produzione Cumulativa	Riserve Residue		Crescita Potenziale Riserve	Risorse Recuperabili Scopribili		Risorse Recuperabili Residue	
	(a)	(b)	(c) = a-b		(d)	(e)		(f) = c+d+e	
Paesi OECD	458	363	95	8%	27	185	23%	307	13%
Nord America	368	300	68	5%	22	95	12%	185	8%
Europa	77	56	21	2%	3	80	10%	104	4%
Pacifico	13	7	6	1%	2	10	1%	18	1%
Paesi non-OECD	1910	764	1146	93%	375	620	77%	2141	88%
Ex URSS	355	171	184	15%	67	140	17%	391	16%
Estremo Oriente	134	79	55	5%	20	30	4%	105	4%
Medio Oriente	986	312	674	54%	204	257	32%	1135	46%
Africa	206	102	104	8%	40	85	11%	229	9%
America Latina	229	100	129	10%	44	108	13%	281	12%
Totale Mondo	2368	1127	1241	100%	402	805	100%	2448	100%

Fonte: WEO, 2008

Accanto alle riserve di petrolio convenzionale, si stima inoltre che un contributo alle risorse complessivamente disponibili possa arrivare dagli oli extra-pesanti e dalle sabbie e dagli scisti bituminosi.

Lo scenario del settore petrolifero potrebbe infine essere profondamente modificato nel medio termine dalla produzione di idrocarburi liquidi prodotti da gas naturale (GtL); già attualmente alcuni impianti di media dimensione di GtL sono in esercizio e consentono la produzione di carburanti di qualità anche migliore di quelli derivanti dalla raffinazione del petrolio.

Se venissero confermati gli scenari di ampia disponibilità di gas naturale, di cui si dirà più avanti, e di conseguente disaccoppiamento dei prezzi del gas da quelli del petrolio, tale tecnologia potrà rivestire un ruolo determinante.

Le riserve di metano

Per quanto riguarda il gas naturale la valutazione a livello mondiale delle riserve provate è in fase di profonda evoluzione. Fino a pochissimi anni fa le riserve erano valutate pari a circa 180.000 miliardi di metri cubi; tale valore, pari a circa 60 volte l'attuale consumo annuale, era già in continua crescita: nel decennio 1999 – 2008 era infatti cresciuto di oltre il 25% (circa 40.000 miliardi di m³).

Da molti anni era tuttavia nota, oltre a tali riserve convenzionali, una disponibilità potenziale di gas non convenzionale estremamente rilevante; si tratta di varie tipologie di gas: dal gas da scisti argillose (shale gas) a quello da formazioni sabbiose a bassa permeabilità (tight gas), da giacimenti di carbone (coal bed methane), da giacimenti molto profondi (deep gas), fino alle enormi disponibilità di idrati di metano.

Tuttavia i costi di estrazione associati alle tecnologie disponibili facevano sì che queste disponibilità non solo non dessero significativi contributi produttivi ma non fossero sostanzialmente considerate, salvo modesti quantitativi e nemmeno tra le cosiddette riserve provate².

Tuttavia le moderne tecniche della fratturazione idraulica e di perforazione orizzontale e pluridirezionale (da un solo punto si perfora in molte direzioni) hanno drasticamente ridotto i costi di produzione di almeno due tipologie di gas non convenzionale, ovvero dello shale gas e del tight gas.

Il primo tangibile impatto di tale evoluzione nel mercato del gas si è registrato negli Stati Uniti: in soli due anni (2008 – 2009) la produzione di gas è aumentata del 15%, con un incremento in termini assoluti di oltre 80 miliardi di m³ (equivalente al totale dei consumi italiani).

Questo incremento è in realtà solo la punta di un iceberg: già attualmente la produzione di gas non convenzionale negli USA ha superato quella di gas tradizionale; si tratta di quantitativi annuali pari a oltre 300 miliardi di m³ (la produzione statunitense nel 2009 è stata di circa 620 miliardi di m³) pari al 10% della produzione mondiale (circa 3000 miliardi di m³).

Il gas non convenzionale sta inducendo una sostanziale riconsiderazione dei valori delle riserve provate; ad esempio le riserve USA di gas erano stimate dall'AIE pari a 6730 miliardi di m³, con un rapporto riserve/produzione pari a soli 11 anni. Ma lo stesso World Energy Outlook 2009 ammette che “il recente e rapido sviluppo delle risorse di gas non convenzionale negli Stati Uniti e in Canada ha trasformato lo scenario del gas”.

Secondo altri Istituti di ricerca le riserve di gas degli Stati Uniti sarebbero ben superiori; ad esempio il Potential Gas Committee, una organizzazione con sede presso la Colorado School of Mines, afferma che le riserve complessive di gas economicamente recuperabili degli Stati Uniti, inclusive del gas non convenzionale, ammonterebbero a oltre 58.000 miliardi di m³ con un rapporto riserve/produzione pari quindi a circa 90 anni.

Questi dati, applicati al bilancio mondiale, implicherebbero un incremento delle riserve mondiali di circa il 25%, con un rapporto riserve/produzione pari a oltre 75 anni, ed un radicale ribilanciamento geopolitico delle riserve mondiali: gli USA avrebbero riserve superiori ai Paesi dell'area dell'ex Unione Sovietica e pari a oltre l'80% di quelle dell'intero Medio Oriente.

² La definizione applicata dalle principali agenzie per le riserve provate è quella di quantità che le informazioni geologiche e ingegneristiche indicano con ragionevole certezza possano essere estratte nel futuro nelle esistenti condizioni tecnico-economiche.

Ma in prospettiva il contributo aggiuntivo all'offerta mondiale di gas ottenibile grazie alle nuove tecnologie potrebbe essere molto superiore alle cifre sopra menzionate: è ben noto infatti che giacimenti di gas convenzionale sono ampiamente presenti in molte altre aree del mondo, inclusa l'Europa occidentale e l'Italia. Nonostante le stime sulle disponibilità di riserve mondiali siano ancora incomplete, l'IEA informa che, soltanto in Europa, le risorse disponibili potrebbero soddisfare l'attuale fabbisogno di importazione per oltre 40 anni.

Ovviamente i quantitativi potranno essere molto diversi in relazione non solo alla qualità dei giacimenti ma anche della sensibilità ambientale dei diversi Paesi, essendo certamente non trascurabile l'impatto sull'ambiente di tali produzioni, connesso anche alla necessità di utilizzare ingenti quantità di acqua additivata.

Quello che è certo è che le riserve mondiali di gas, continueranno a crescere in misura molto significativa, in uno scenario mondiale che vede il gas naturale rafforzare il suo ruolo di fonte di transizione verso le fonti rinnovabili e lo sviluppo di quella nucleare.

Lo sfruttamento su larga scala delle risorse di gas non convenzionali potrebbe rivoluzionare l'intera industria del gas, con effetti potenziali di spiazzamento anche sulle fonti concorrenti, incluso il petrolio.

Non si può mancare di fare un cenno, nel quadro descritto, ad una prospettiva che sul più lungo periodo potrebbe potenzialmente ulteriormente rivoluzionare le valutazioni sulla consistenza fisica delle risorse di metano. Si tratta degli idrati di gas naturale: composti solidi formati da acqua e gas (prevalentemente metano), simili all'apparenza a ghiaccio secco, diffusi in vaste aree del pianeta. Si stima che negli oceani³ vi siano circa 60.000 milioni di miliardi di metri cubi di idrati di gas, da cui, potenzialmente si potrebbe ottenere metano pari ad oltre 100 volte le riserve stimate di metano. L'eventuale sfruttamento commerciale di questo tesoro nascosto in fondo al mare è tutt'altro che semplice⁴, ma sposta radicalmente il problema dal piano della disponibilità fisica a quello dei costi.

Le riserve di carbone

Per quanto riguarda infine il carbone, la dimensione delle riserve, in termini di risorse planetarie è, come noto, assai consistente e quindi, almeno nel medio termine, non si pone il problema della sua disponibilità fisica.

³ Gli idrati di gas naturale sono il risultato della decomposizione di materiale organico ad opera dei microrganismi presenti nei fondali oceanici, in condizioni di temperature particolarmente basse e di pressioni elevate - parametri che si verificano appunto nei fondali marini o nelle zone ricoperte da suolo ghiacciato

⁴ I problemi sono dovuti non solo all'ambiente marino e alla profondità dei depositi, ma soprattutto alla difficoltà di gestire il metano presente per portarlo in superficie. I gas idrati, infatti, sono di natura metastabile: se si modificano le condizioni ambientali di temperatura e pressione passano con rapidità dallo stato solido a quello gassoso, dissociandosi violentemente nei due componenti acqua e metano, creando rischi di natura ambientale. Il problema è attualmente oggetto di ricerche in numerosi paesi, con particolare attenzione in Giappone, Canada, USA e Norvegia. Anche l'Italia sta compiendo ricerche, grazie soprattutto all'attività dell'Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica sperimentale (OGS) che da circa dieci anni si occupa dello sviluppo di metodi geofisici finalizzati ad individuare e quantificare la presenza di gas idrati. Le ricerche vengono effettuate in numerose aree oceaniche, compreso l'Antartide, ove proprio i ricercatori dell'OGS hanno recentemente scoperto il primo campo di gas idrati del continente.

Se ne può concludere che i problemi delle fonti fossili, almeno nel medio termine, non sono dovuti alla loro disponibilità fisica, ma ad altri fattori, in primo luogo connessi all'impatto sul clima del loro utilizzo ed all'impatto sull'economia mondiale del livello e della volatilità dei loro prezzi.

1.2 Le emissioni di CO₂ e il cambiamento climatico

Il motivo forse più incombente che impone il contenimento del ricorso alle fonti energetiche fossili, è rappresentato dalle emissioni della CO₂ nell'atmosfera, determinate dal loro utilizzo. Com'è noto, tali emissioni sono responsabili dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici che peraltro sono già in atto⁵.

L'obiettivo sul quale si è riscontrato un sostanziale accordo nella Conferenza mondiale di Copenaghen del 2009, che pure non ha portato a nessun impegno formale, è il contenimento della CO₂ nell'atmosfera entro limiti non superiori a 450 ppm cui corrisponde un aumento della temperatura del pianeta di 2°C considerato ancora sopportabile.

In esito al Protocollo di Kyoto, non sottoscritto dagli USA, le emissioni di CO₂ nell'atmosfera a livello mondiale non solo non si sono stabilizzate ai livelli del 1990, ma hanno continuato inesorabilmente a crescere con una tendenza che sembra confermarsi anche per gli anni futuri.

In questo contesto l'Unione Europea ha formalmente rispettato gli impegni del Protocollo di Kyoto ma lo ha fatto grazie non tanto a una maggiore efficienza energetica ed un maggior utilizzo di fonti rinnovabili, quanto attraverso un processo di delocalizzazione delle produzioni industriali ad alta e media intensità energetica.

Questo processo, ancora in atto, ha spostato fisicamente il luogo delle emissioni ma non l'effettiva responsabilità delle stesse, connesse al soddisfacimento di beni e servizi consumati in Europa. Semplicemente, beni e servizi prima prodotti in Europa vengono oggi importati da Paesi, come la Cina o l'India, che non hanno ancora introdotto alcuna regola sulle emissioni di gas serra.

L'Unione Europea ha successivamente introdotto il cosiddetto "Pacchetto 20-20-20" sulla riduzione delle emissioni di gas serra e l'aumento della quota di fonti rinnovabili delle fonti utilizzate.

Pur essendo condivisibile l'approccio unilaterale dell'Europa, a stimolo di una maggiore cooperazione mondiale, per l'Europa si pone la necessità di superare le logiche, inefficaci prima ancora che onerose, fino ad ora seguite per far fronte al cambiamento del clima.

L'Europa non può continuare solo a spostare le emissioni in altri luoghi del pianeta: occorre introdurre nuovi sistemi che garantiscano un'effettiva riduzione delle emissioni a parità di beni e servizi consumati in Europa.

A questo proposito l'Autorità già da alcuni anni ha proposto, anche al Parlamento, un'ipotesi di innovazione che prevede l'abbandono dello strumento *cap and trade*

⁵ La concentrazione di anidride carbonica in atmosfera è passata dalle 280 parti per milione (in volume) del 1960 - valore attorno al quale si era mantenuta dall'inizio dell'era moderna - fino alle attuali 380. Nell'ultimo decennio la crescita si è attestata attorno a 2 ppm all'anno. La combustione di tutte le riserve fossili ed il loro rilascio all'atmosfera, secondo i modelli più accreditati, porterebbe a concentrazioni di anidride carbonica vicine alle 900 parti per milione, con un incremento globale della temperatura del pianeta da 3 a 5 °C.

(basato su emissioni nei territori dei singoli Stati), per considerare invece un approccio basato sul contenuto di CO₂ dei prodotti commercializzati.

Tale approccio renderebbe indipendente il risultato di contenimento delle emissioni dal luogo fisico delle produzioni di beni e servizi e scoraggerebbe le attuali forme di *dumping* ambientale da parte di Paesi che tendono a sottrarsi a limiti e vincoli.

L'introduzione unilaterale da parte dell'Europa di vincoli o imposte (naturalmente sostitutive di altre imposte indirette per evitare effetti sull'inflazione) correlati al contenuto di CO₂ dei prodotti sarebbe compatibile con le regole del commercio internazionale, essendo indipendenti dal luogo di produzione.

Tale nuovo approccio non richiederebbe quindi necessariamente un accordo mondiale, ma innescerebbe certamente un processo virtuoso di emulazione per poter accedere e competere senza penalizzazioni nel mercato Europeo.

1.3 I prezzi delle fonti fossili

I prezzi del petrolio

Negli ultimi anni il mercato petrolifero internazionale è stato caratterizzato da una estrema liquidità e da forte volatilità dei prezzi, anche per effetto di un pronunciato fenomeno di “finanziarizzazione” che ha riguardato più in generale tutte le commodity.

Dopo aver raggiunto la massima quotazione storica il 3 luglio 2008 (144,22 dollari al barile), il prezzo del Brent è crollato a 35 dollari in pochi mesi, per poi tornare su valori intorno agli 80 dollari.

L'elevata volatilità dei prezzi petroliferi ha determinato, in particolare, pesanti ripercussioni negative sulle scelte di investimento del settore petrolifero e ha dato avvio ad un intenso dibattito, sia nei paesi consumatori sia nei paesi produttori, sulle possibili iniziative per dare soluzione a tale fenomeno, viste le rilevanti conseguenze economiche, politiche e sociali di movimenti di prezzo così accentuati ⁶.

Diverse iniziative e proposte sono state recentemente avanzate allo scopo di rimuovere gli ostacoli alla realizzazione di mercati energetici efficienti, trasparenti e tali da evitare in futuro oscillazioni di prezzo analoghe a quelle recentemente osservate.

Un mercato del petrolio stabile è infatti nell'interesse sia dei consumatori sia dei produttori, favorisce un flusso di investimenti adeguato nell'industria del petrolio e delle fonti di energia alternative, e promuove le condizioni per uno sviluppo sostenibile del sistema economico.

Tuttavia, molte delle proposte finora avanzate, di riforma dei mercati fisici o di regolazione dei mercati finanziari con sottostante il petrolio, presentano alcuni limiti che potrebbero limitarne la praticabilità o l'efficacia ⁷.

⁶ L'interpretazione del legame tra la dinamica del prezzo del petrolio e la congiuntura macroeconomica non è unanime: da una parte c'è chi sostiene che una dinamica più contenuta del prezzo del petrolio avrebbe consentito all'economia americana di evitare la recessione più profonda e prolungata del dopoguerra, dall'altra chi sottolinea il ruolo giocato nella crisi da altri fattori come l'elevata propensione al consumo dei cittadini americani, l'eccessivo ricorso alla leva finanziaria, l'insostenibilità del disavanzo pubblico e di parte corrente, il funzionamento non efficiente del mercato dei derivati associato al surriscaldamento del mercato immobiliare.

⁷ In particolare, le iniziative di riforma dei mercati finanziari, orientate a garantire un più corretto andamento delle operazioni finanziarie, non intervengono direttamente sugli squilibri specifici dei mercati

Al contempo, nei mercati del petrolio persiste il rischio che la speculazione rialzi la testa. Infatti, non si vedono ancora all'orizzonte meccanismi capaci di contenere il proliferare non regolato dei "barili di carta"⁸.

Proprio per questo motivo l'Autorità ha lanciato l'idea che si tentasse di promuovere, almeno a livello europeo, una piattaforma regolamentata: per lo scambio di barili veri tra operatori selezionati; per prodotti e contratti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, con consegna fisica in Europa; per transazioni garantite da affidabile controparte centrale europea. Un simile mercato dovrebbe contribuire a contenere la volatilità delle quotazioni e a favorire gli investimenti di lungo termine. Così, considerato l'interesse espressoci dal Ministero dello Sviluppo Economico, stiamo mettendo a punto con il concorso di esperti del settore una specifica proposta.

La proposta trae origine dalla considerazione che l'attuale funzionamento dei mercati mondiali del petrolio non soddisfa né le esigenze dei Paesi produttori né quelle dei Paesi consumatori, in quanto:

- da una parte, non consente di governare i rischi connessi ai nuovi necessari investimenti a causa dell'incertezza sui prezzi del greggio di medio e lungo termine;
- dall'altra, consente invece alla componente finanziaria del mercato di estrarre una quota significativa del valore dei prodotti scambiati, attraverso una forte volatilità dei prezzi.

Nell'attuale assetto, il mercato del petrolio presenta chiare inefficienze che impediscono il conseguimento di un equilibrio in grado di massimizzare l'utilità dei propri partecipanti. Sotto il profilo degli investimenti, due cause principali limitano le possibilità di investimento nel settore degli idrocarburi:

- lo squilibrio dei rapporti tra compagnie petrolifere occidentali private e stati sovrani che detengono le principali riserve; tale squilibrio aumenta i rischi degli investimenti, frequentemente soggetti a "ricontrattazioni";
- l'assenza a livello mondiale di coperture e garanzie a favore dell'investitore di estensione temporale coerente rispetto al ciclo degli investimenti.

Per l'effetto congiunto di questi fattori, il settore si configura come "rischioso", rendendo l'attività di investimento giustificata solo a fronte di elevati tassi di

petroliferi; le altre proposte di riforma dei mercati fisici, invece, presuppongono un accordo stabile tra paesi produttori e paesi consumatori, fondato su di una condivisione duratura e non contingente sul prezzo (o intervallo di prezzo) di medio-lungo termine del greggio e, di conseguenza, si basano sul presupposto (per niente scontato) che le controparti partecipino, con impegno analogo, alla definizione di una nuova architettura del mercato del petrolio. In mancanza di tale accordo, l'implementazione di queste iniziative appare quantomeno problematica.

⁸ Uno degli aspetti principali del problema della volatilità riguarda il ruolo giocato dai fondamentali piuttosto che dalla speculazione finanziaria.

La duplice natura di commodity reale e asset finanziario del petrolio è riflessa nelle complesse interrelazioni esistenti tra mercati fisici e mercati finanziari.

Le caratteristiche associate ai contratti futures hanno fatto in modo che allo scopo tipicamente di copertura del contratto, si sia aggiunta nel tempo una funzione di tipo speculativo. Gli operatori in cerca di profitti elevati (e disposti a tollerare perdite considerevoli) sono stati attratti dalla leva finanziaria consentita dai derivati. Inoltre, la possibilità di chiudere le posizioni senza consegna fisica della merce, ha agevolato la partecipazione alle negoziazioni di operatori, tipicamente finanziari, che perseguono strategie completamente differenti da chi agisce su questi mercati con finalità di copertura del rischio commerciale.

rendimento; in questo modo amplificando gli effetti, in termini di quotazioni del petrolio, delle diverse fasi del ciclo degli investimenti.

Rispetto alle proposte finora avanzate, una soluzione alternativa, centrata sul recupero di una funzione strategica degli Stati consumatori, avrebbe l'indubbio vantaggio di non richiedere complesse trattative con gli Stati produttori, né una condivisione del progetto in ogni aspetto di dettaglio. Dovrebbe inoltre essere mirata a compensare lo squilibrio esistente negli attuali rapporti tra compagnie occidentali private e stati sovrani produttori, senza sacrificare il mercato.

Alla luce di queste considerazioni, è maturata la proposta di creazione di un nuovo mercato di lungo termine in grado di offrire riferimenti e garanzie per i nuovi investimenti che dovrebbe essere sostenuto attivamente da un gruppo di Stati consumatori. A tale riguardo, risulta evidente che nessun paese può incidere da solo sul mercato petrolifero ma un'area coesa di Stati, con interessi omogenei al proprio interno e una massa critica rilevante in termini di consumi petroliferi, potrebbe esercitare tale strategia in maniera sicuramente più efficace. L'Unione Europea presenta tali caratteristiche e potrebbe farsi promotrice di un mercato regolamentato capace di offrire coperture coerenti rispetto al ciclo degli investimenti.

Un'iniziativa dell'Unione Europea volta a superare gli squilibri associati all'attuale configurazione dei mercati del petrolio potrebbe concretizzarsi nella realizzazione di una piattaforma regolamentata per la negoziazione di prodotti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, aventi ad oggetto il diritto alla consegna fisica di lotti di greggio in Europa, garantiti da affidabile controparte centrale.

In sostanza, si tratta di realizzare un nuovo mercato regolamentato gestito da un'apposita Istituzione, delegata da parte della stessa Unione Europea a svolgere le funzioni di controparte centrale e a fornire tutte le necessarie garanzie, al fine di consentire l'incontro tra domanda e offerta per prodotti di lungo termine.

Lo sviluppo di tale nuovo mercato consentirebbe da un lato la raccolta delle risorse necessarie per sostenere l'attività di investimento in nuova produzione di petrolio e dall'altro invierebbe ai mercati segnali di prezzo di lungo termine, contribuendo quindi ad una maggiore stabilità delle quotazioni del greggio.

I prezzi del gas naturale

Per quanto riguarda il gas naturale, si è già accennato al forte incremento di produzione negli Stati Uniti; le conseguenze sono state una drastica riduzione delle importazioni di Gas Naturale Liquefatto (GNL) e la creazione di un significativo eccesso di offerta sugli altri mercati mondiali, causato anche dalla contestuale riduzione della domanda connessa alla crisi economica.

I prezzi dei mercati spot sono quindi crollati a valori molto inferiori sia a quelli del petrolio (meno della metà a parità di contenuto energetico) sia a quelli dei contratti di lungo termine che hanno invece continuato a seguire, con il consueto sfasamento di alcuni mesi, quelli del petrolio.

Nell'interpretazione data dai produttori e venditori europei di gas naturale la situazione del mercato è transitoria in quanto prevalentemente indotta dalla congiuntura economica; in realtà il fenomeno può essere interpretato come una prima significativa evidenza di ciò che l'Autorità ha iniziato a sostenere ormai da diversi anni, ovvero un

progressivo disaccoppiamento dei prezzi del gas da quelli del petrolio determinato da una relativa abbondanza di gas naturale a basso costo⁹.

Di tale situazione hanno preso gradualmente coscienza non solo le Agenzie internazionali (il World Energy Outlook 2009 già ipotizzava che la caduta dei prezzi spot potesse far aumentare la pressione sugli esportatori “convincendoli a rivedere o a prendere le distanze dal legame formale che esiste tra petrolio e gas nei contratti di lungo termine”) ma anche i grandi importatori europei e i tradizionali Paesi esportatori; da qui le prime ricontrattazioni che stanno portando a legare una quota del prezzo del gas ai prezzi spot del gas e non al petrolio.

Tuttavia di fronte a questo nuovo scenario queste prime ricontrattazioni non possono essere sufficienti: i contratti di lungo termine con clausole *take or pay*, per continuare ad essere strumenti utili sia ai Paesi acquirenti che ai Paesi venditori, dovranno essere sempre più legati ai prezzi spot o ai costi di produzione e di trasporto.

C'è il tempo, peraltro, per adeguarsi alle nuove condizioni, posto che gli investimenti produttivi, soprattutto fuori dal Nord America, richiederanno anni e non è immaginabile che nel breve termine esistano le condizioni economiche perché si attivi un significativo flusso di esportazioni dal Nord America verso l'Europa.

In ogni caso potrebbero apparire sulla via del tramonto anche quelle ipotesi di controllo politico dei prezzi europei che avevano ispirato iniziative quali la cosiddetta OPEC del gas: l'unica condizione che sembra necessaria in Europa affinché il mercato progressivamente evolva a favore dei compratori è un sistema infrastrutturale che non limiti in misura determinante la scelta dei fornitori.

2. Mercato italiano del gas naturale: criticità e proposte

2.1 Mercato all'ingrosso

In uno scenario mondiale che vede il gas naturale rafforzare il suo ruolo di fonte di transizione verso le fonti prive di emissioni di gas serra (rinnovabili e nucleare), l'Italia si troverebbe in una situazione potenzialmente favorevole avendo spostato gran parte dei propri consumi petroliferi, in particolare nel settore civile e nella produzione elettrica, verso il gas.

Tuttavia, per poter valorizzare tale situazione, mancano due fondamentali condizioni. La prima, la più grave, è di superare le carenze infrastrutturali.

Più volte negli ultimi anni avevamo avuto evidenti e amare dimostrazioni di tali carenze infrastrutturali in situazioni di prezzi alti: le gravi crisi di approvvigionamento legate alle carenze infrastrutturali sono state innescate o da picchi di domanda invernale (crisi del 2004-2005 e del 2005-2006) o da temporanee indisponibilità di importazioni (crisi Ucraina-Russia del 2009) e sono costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani.

⁹ In effetti se la produzione di gas non convenzionale ha resistito anche a livello di prezzi molto bassi (la produzione USA nel luglio 2009, con prezzi a 0,09 €/ m³, è stata persino superiore alla media mensile dell'anno) questo indica che i costi marginali di produzione sono molto bassi e che gli investimenti dovrebbero trovare adeguata remunerazione anche a prezzi inferiori ai 0,15-0,2 €/ m³. Ciò costituisce, sui mercati concorrenziali, un formidabile freno all'evoluzione dei prezzi del gas ed un ostacolo importante per le formule contrattuali di ancoraggio al petrolio.

Nel 2009 per la prima volta si è avuta l'evidenza di tali carenze anche in una situazione di prezzi bassi. In un'estate in cui il gas era disponibile oltrefrontiera a prezzi da saldi, i pochi stoccaggi italiani erano già colmi e il Paese non ha potuto approfittare, se non marginalmente, di tale situazione.

Quest'anno, alle porte del periodo invernale, il nostro Paese si trova, per l'ennesima volta, di fronte ad una situazione di problematicità a causa della scarsità di infrastrutture di trasporto e stoccaggio del gas naturale.

L'interruzione del gasdotto Transitgas, in atto dal 23 luglio scorso, ed i cui tempi di ripristino, pur ancora incerti, sono in ogni caso stimabili in alcuni mesi, stanno determinando effetti significativi sul sistema gas italiano.

Il minore apporto di gas dal nord Europa (di capacità pari a circa 60 Mmc/g) ci riporta ad una condizione analoga a quella in cui non erano ancora disponibili né il nuovo rigassificatore di Rovigo né i potenziamenti sui gasdotti di importazione.

Nell'eventualità, non improbabile, che il gasdotto Transitgas rimanga fuori servizio anche nella seconda parte del periodo invernale, la disponibilità di punta (stoccaggio a fine periodo di erogazione, importazioni, produzione e rigassificazione) sarebbe appena sufficiente a far fronte al picco potenziale del prelievo giornaliero in caso di freddo eccezionale. Questo, naturalmente, al netto di qualsiasi altro inconveniente sulle rimanenti infrastrutture di approvvigionamento.

Dal punto di vista della concorrenzialità dei prezzi nel nostro Paese, la chiusura del Transitgas, che collega l'Italia con i ben più liquidi mercati del nord Europa, sta producendo effetti già in questo periodo. Successivamente alla comunicazione del prolungarsi dell'interruzione almeno per i mesi autunnali, infatti, i prezzi spot si sono portati a livelli superiori a quelli degli *hub* europei con differenziali mediamente compresi tra i 5 e i 7 €/MWh. Tali differenziali, tipici di situazioni in cui la capacità di trasporto che collega gli *hub* europei con il sistema italiano risulta completamente utilizzata, si sono invece verificati in presenza:

- di capacità inutilizzata al punto di ingresso in Italia di Tarvisio e, corrispondentemente, sul gasdotto TAG, unico collegamento rimasto con il sistema europeo;
- di difficoltà a completare il riempimento degli stoccaggi, anche per le finalità di sicurezza del sistema.

L'Autorità ha avviato, con la deliberazione VIS 108/10, un'istruttoria conoscitiva per approfondire le dinamiche di funzionamento del mercato in tale periodo.

Gli effetti dell'indisponibilità del gasdotto sul mercato italiano risultano poi aggravati dall'incertezza associata ai tempi di ripristino del suo funzionamento. A seguito dell'evento si sono succedute in sequenza comunicazioni circa la imminente ripresa del trasporto, via via smentite, e solo a circa un mese dall'evento, anche a seguito dell'aggravarsi dei problemi all'origine dell'interruzione, è stata data notizia che il trasporto non sarebbe stato ripreso "prima di tre o quattro mesi"; quindi ancora senza l'indicazione di tempi certi.

La situazione di criticità infrastrutturale è quindi con tutta evidenza duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque spostate nel tempo.

E' chiaro che questa situazione favorisce i soggetti che, legati dai contratti di lungo termine *take or pay*, cercano di difendere il proprio mercato da nuovi venditori che più facilmente potrebbero approvvigionarsi sui mercati spot europei; ma questo, pur

legittimo interesse dei venditori attuali non coincide con l'interesse dei consumatori italiani.

La seconda condizione che manca per valorizzare le potenzialità della situazione italiana nel gas è un assetto di mercato favorevole alla concorrenza. L'Autorità da anni sollecita al riguardo interventi normativi.

Centrali rimangono le tematiche relative alla ancora elevata *concentrazione dell'offerta*. A quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora il 84,5% della produzione nazionale e il 49,9% delle importazioni. Percentuali riferite, peraltro, all'anno 2009, in cui i consumi nazionali hanno subito una forte contrazione per effetto della crisi economica. Tali valori vengono ulteriormente incrementati, fino a superare il 60%, se si considerano le cessioni oltre frontiera (le cosiddette vendite innovative) che non contribuiscono ad incrementare il livello di concorrenza nel mercato all'ingrosso.

La struttura proprietaria delle principali infrastrutture di produzione, approvvigionamento dall'estero, trasporto e stoccaggio di gas naturale è ancora caratterizzata dal controllo esercitato dall'operatore dominante¹⁰.

Proprio in relazione a questo tipo di criticità l'Antitrust europea ha appena reso vincolanti gli impegni presentati da ENI, che comportano la cessione delle sue partecipazioni nei gasdotti transnazionali TAG, TENP e Transitgas; l'Antitrust europea ha così determinato la separazione proprietaria di alcune rilevanti infrastrutture di trasporto europeo, contribuendo a rendere più efficaci gli strumenti regolatori per l'incentivazione degli investimenti e per l'efficiente gestione delle capacità di trasporto.

Tale intervento dell'Antitrust europea ha mostrato ancora una volta l'importanza della separazione degli interessi dei soggetti che operano nei settori regolati della filiera (monopoli tecnici e naturali) dai singoli operatori di mercato, in particolare dall'operatore dominante; obiettivo che può essere ottenuto efficacemente solo attraverso la separazione proprietaria (ad esempio quella di Snam Rete Gas da ENI, già prevista con legge n. 290 del 2003 e successive). Tale separazione è stata più volte sollecitata dall'Autorità anche ai fini di rendere il mercato interno più concorrenziale ed efficiente, nonché per consentire a SNAM di svilupparsi anche oltre i confini nazionali diventando così uno degli operatori portanti dell'auspicata e strategica rete europea di trasporto, terza e controllata dai Paesi membri della UE.

La realizzazione di nuovi impianti di stoccaggio di modulazione stagionale, che consenta di "spostare" quantitativi di gas naturale dal periodo estivo al successivo periodo invernale, ha, sotto il profilo dell'impatto sul mercato, effetti simili alla realizzazione di nuovi gasdotti, consentendo di fatto un incremento del livello di concorrenza.

In quest'ottica, l'impianto del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, pur contenendo alcune criticità connesse alle modalità di determinazione delle quote di mercato degli operatori e alle disparità introdotte a carico delle diverse categorie di clienti finali¹¹, va nella giusta direzione, prevedendo sia interventi per l'incremento della concorrenza nel breve periodo (con la previsione di *gas release* in caso di violazione delle soglie di mercato da parte degli operatori) sia interventi strutturali che prevedono la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio.

¹⁰ Eni è proprietaria della massima parte della produzione nazionale, controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas), è proprietario o controlla tutte le principali infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ed infine è proprietario o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio.

¹¹ Criticità oggetto di segnalazione da parte dell'Autorità con le deliberazioni PAS 10/10 e PAS 18/10.

Per pervenire ad una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale è tuttavia ancora necessario intervenire o attraverso nuovi e più rigorosi tetti antitrust, o, almeno, attraverso misure (gas release pluriennali) che rendano più contendibile il mercato; questa è una condizione fondamentale affinché la futura Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno facilmente condizionabili da parte dell'operatore dominante. La stessa condizione è indispensabile anche con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale per l'approvvigionamento sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni: nell'attuale contesto di mercato i prezzi di acquisto potrebbero riflettere, verosimilmente, solo l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.

Accanto ad una struttura di offerta concorrenziale, supportata dallo sviluppo infrastrutturale e dalla presenza, a livello europeo, di condizioni di accesso ai servizi regolati trasparenti e non discriminatorie, occorrono sia piattaforme di mercato con sufficiente liquidità sia la disponibilità di strumenti di flessibilità.

Sotto questo profilo l'introduzione della piattaforma di negoziazione di partite di gas naturale da parte del Gestore dei mercati energetici (GME), e l'avvio, da parte dell'Autorità, di un sistema di bilanciamento di merito economico, costituiscono passi in avanti significativi per il sistema¹².

2.2 Mercato al dettaglio

Nonostante la liberalizzazione del mercato della vendita del gas naturale sia completa da quasi 8 anni, le reali possibilità per i clienti finali, in particolare quelli domestici, di scegliere tra offerte di fornitura competitive rimane limitata; a riprova, si consideri che solo poco più del 7% dei clienti finali aveva cambiato fornitore al termine dello scorso anno.

La limitata concorrenza nel mercato *retail* del gas naturale è ascrivibile a diverse ragioni, tra le quali le principali sono:

- l'esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- il forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio;
- l'elevato numero di imprese distributrici, spesso ancora integrate o collegate alle principali imprese di vendita attive a livello locale e la conseguente difficoltà di garantire reale trasparenza e non discriminazione nelle condizioni di accesso al servizio;
- l'onerosità amministrativa di procedure e scambi informativi tra le centinaia di imprese distributrici sul territorio nazionale e singoli utenti del servizio.

Quanto sopra, unitamente alla particolare vulnerabilità dei clienti di piccola dimensione all'eventuale esercizio di potere di mercato da parte degli esercenti la vendita ed *incumbent* a livello locale, rende necessario per l'Autorità continuare a fissare, a tutela di tali clienti, prezzi di riferimento aggiornati trimestralmente. Essi tengono conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso e vengono determinati a partire dalla struttura di costo di approvvigionamento, a sua volta fortemente legata agli

¹² Documenti per la consultazione DCO 24/10 e DCO 25/10

andamenti dei mercati internazionali del petrolio, dei prodotti petroliferi e del rapporto di cambio dollaro/euro.

La situazione di scarsa concorrenzialità del mercato italiano del gas ha reso necessario l'intervento con cui l'Autorità nello scorso mese di giugno (con la deliberazione 89/10) ha modificato la componente variabile dei prezzi di riferimento per i clienti in regime di tutela a partire dal 1 ottobre 2010, per garantire il trasferimento a tali clienti dei benefici derivanti dalla accresciuta liquidità e della concorrenza emergente nel mercato all'ingrosso internazionale del gas. Tale intervento ha consentito di evitare un aumento dei prezzi per l'ultimo trimestre dell'anno in corso.

L'assenza di mercati liquidi continua peraltro a condizionare non solo gli esiti del mercato all'ingrosso, ma anche il forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio e ne compromette il grado di concorrenza.

L'esistenza di centinaia di imprese di distribuzione e la conseguente necessità, per i venditori che vogliono espandere la propria azione sul territorio, di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e distribuzione, frena la spinta ad acquisire nuovi clienti e favorisce le imprese di vendita collegate al distributore locale.

Quindi al maggior onere per i consumatori connesso alla ridotta dimensione delle imprese di distribuzione si somma quello indotto dalla barriera all'ingresso di nuovi operatori.

In più circostanze l'Autorità ha auspicato (segnalazione PAS 18/09) che si pervenisse ad un assetto delle concessioni di distribuzione che riducesse sensibilmente il numero degli ambiti di concessione.

In questo senso il recente schema di decreto interministeriale, cui l'Autorità ha dato il proprio parere favorevole, prevede un numero di ambiti di concessione che, sebbene sia superiore a quanto a suo tempo indicato dall'Autorità, consente in ogni caso di porre in atto un significativo e positivo riordino verso un assetto ottimale.

Ogni argomento proposto per frenare o ridurre la portata della riforma dovrebbe almeno avere come presupposto la disponibilità, da parte delle imprese di distribuzione minori, a percepire le stesse tariffe (più basse) ed a fornire la stessa qualità del servizio (più alta) delle imprese più grandi ed efficienti: senza questo presupposto ogni argomento rimane una comprensibile ma poco credibile difesa corporativa.

3. Mercato italiano dell'energia elettrica: criticità e proposte

3.1 Mercato all'ingrosso

Anche nell'ambito del mercato elettrico, sebbene solo in alcune aree del paese, il grado di concentrazione dell'offerta è ancora lontano da quello proprio di mercati caratterizzati da equilibri concorrenziali.

A ciò bisogna aggiungere la difficoltà a sviluppare il sistema di trasporto in misura adeguata a consentire che la concorrenza possa esprimersi su un mercato di taglia veramente nazionale.

La concentrazione dei nuovi impianti di produzione in alcune aree del paese, in particolare quelle sud-orientali, determina una situazione di criticità infrastrutturale

aggravata, come argomentato più estesamente nel seguito, dal rilevante incremento di nuove installazioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile, in particolare eolica.

Differenziali di prezzo elevati nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica tra le diverse zone in cui il sistema elettrico è suddiviso, non sempre giustificabili sulla base dei diversi costi variabili di produzione, evidenziano chiaramente queste criticità. In assenza di adeguati potenziamenti nella capacità di trasporto, l'effetto procompetitivo della nuova capacità produttiva, concentrata in specifiche aree del Paese, rischia di essere limitato.

È quindi necessario porre in essere ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle infrastrutture incluse nel piano di sviluppo della rete di Terna e finalizzate a rimuovere o, quantomeno, ridurre le congestioni interzonali, intrazonali e transfrontaliere.

Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano, in questo senso, particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia) entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale¹³.

A seguito dell'istruttoria avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria, tutt'ora in corso con la fase di *market test* degli impegni presentati dagli operatori.

Con riferimento alla zona Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante inadeguatezza del sistema elettrico dell'isola.

Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le isole e l'Italia peninsulare. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e l'Italia centrale attesa progressivamente nei prossimi anni – dovrebbe migliorare la concorrenza per soddisfare la domanda di energia nell'isola. Più critica appare la situazione con riferimento alla Sicilia, anche a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria.

Il persistere di tutte queste situazioni di criticità e di inadeguatezza del sistema, evidenziano ulteriormente la necessità dell'attuazione, tramite apposito decreto, dell'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03, finalizzato a garantire il mantenimento degli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA in stato di perfetta efficienza, come a suo tempo proposto dall'Autorità.

Ancora più critica è la situazione che emerge nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) che è un mercato, per sua natura, caratterizzato un'offerta più ristretta di quella disponibile nel mercato all'ingrosso propriamente detto; dovendo rispondere all'esigenza di mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, Terna, che gestisce il MSD, può infatti di volta in volta sfruttare i servizi offerti solo da un sottoinsieme degli impianti attivi.

¹³ Misurato dalla indispensabilità (ovvero dalla pivotalità) della capacità produttiva nella disponibilità del medesimo operatore per soddisfare il fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria al gestore del sistema nazionale per garantire la sicurezza del sistema) nella zona in esame.

In questo, l'individuazione e la regolazione delle unità essenziali ed un attento monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità sono strumenti essenziali per prevenire o individuare situazioni di potere di mercato o collusione.

La modifica del disegno del MSD, introdotta a seguito della riforma disposta dalla legge n. 2/09, operativa dall'1 gennaio 2011, assicurerà una maggiore trasparenza ed efficienza del mercato e un'ulteriore riduzione degli oneri complessivi per il sistema in combinazione con la regolazione incentivante del servizio di dispacciamento. Rafforzata dall'Autorità dall'inizio dell'anno, ha già certamente contribuito ad una riduzione degli oneri per il medesimo servizio, anche attraverso lo sviluppo, da parte di Terna, di nuovi strumenti per l'ottimizzazione della gestione del sistema elettrico.

Si dimostra ancora una volta come l'indipendenza del soggetto che esercisce i servizi di trasporto e dispacciamento, rispetto agli interessi degli operatori attivi in altri comparti della filiera, si traduce, attraverso una corretta regolazione incentivante dell'Autorità, in una riduzione dei costi per i consumatori.

È evidente come, in una situazione quale quella descritta, la realizzazione di un mercato unico, a livello nazionale prima ancora che europeo, passa attraverso un consistente adeguamento della dotazione infrastrutturale.

L'Autorità ha introdotto da diversi anni una regolazione del servizio di trasporto che incentiva Terna a realizzare con priorità gli investimenti che incidono maggiormente sulla concorrenza, sia a livello nazionale che europeo. Tali strumenti, in continua evoluzione per garantirne una sempre migliore efficacia, costituiscono un punto di riferimento nel dibattito internazionale relativo alla pianificazione e alle decisioni per lo sviluppo del sistema di trasmissione europeo.

In continuo sviluppo, ma ancora non a livelli sufficienti, è la liquidità nei mercati a termine, elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Lo sviluppo di mercati che coprono orizzonti temporali pluriennali è particolarmente rilevante per l'impatto positivo che può avere su investimenti in impianti di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili (ovvero gli impianti di base quali quelli con generazione di energia elettrica da fonte nucleare, da carbone "pulito", da carbone con tecnologie avanzate di recupero dei gas serra, o da alcune fonti rinnovabili); investimenti, insomma, particolarmente esposti al rischio legato ai prezzi futuri dell'energia elettrica.

In questo quadro l'operatività della piattaforma per la negoziazione dei prodotti a termine fisici (MTE), gestita dal GME, e l'allungamento del periodo di consegna dei prodotti negoziabili, reso possibile anche dall'Autorità con un intervento volto a ridurre l'onerosità del sistema di garanzie, costituiscono già utili passi avanti.

È tuttavia necessario supportare lo sviluppo dei mercati a termine anche con strumenti di *capacity payment* e con misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo. Si tratta di azioni che l'Autorità ha già avviato e che si concretizzeranno nel prossimo futuro¹⁴.

¹⁴ Documenti per la consultazione DCO 10/09 e DCO 9/10.

3.2 Mercato al dettaglio

Rispetto alla situazione attuale nel mercato del gas naturale, il mercato *retail* dell'energia elettrica si è sviluppato ad un ritmo decisamente superiore, ciò soprattutto grazie al già illustrato maggiore livello di concorrenzialità nel mercato all'ingrosso ed ad un maggior grado di sviluppo della regolazione dei servizi che caratterizzano il mercato dell'energia elettrica rispetto al mercato del gas naturale che consente a diversi operatori di sviluppare l'attività nel mercato *retail*.

Un più completo quadro normativo, sempre rispetto alla situazione del gas naturale, ha, inoltre, individuato, a partire dalla completa apertura del mercato al dettaglio avvenuta l'1 luglio 2007, la precisa responsabilità in capo alle imprese distributrici di fornire, attraverso società di vendita appositamente costituite e che si approvvigionano presso l'Acquirente Unico, i clienti finali che si venissero a trovare senza un fornitore.

In tale situazione l'attività di regolazione dell'Autorità ha potuto limitarsi a determinare i corrispettivi da riconoscere agli esercenti la maggior tutela per la copertura delle loro attività di commercializzazione ai clienti finali; mentre il corrispettivo a copertura dei costi della materia prima è determinato sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente unico che si approvvigiona a condizioni di mercato nel mercato all'ingrosso.

Il meccanismo di "trasferimento" ai clienti finali dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico consente così, da un lato, ai clienti finali di usufruire dei benefici della concorrenza nel mercato all'ingrosso anche rimanendo nel servizio di maggior tutela, dall'altro, che, nel momento in cui le strategie di approvvigionamento dell'Acquirente unico sono allineate a quelle degli operatori di mercato, vi siano distorsioni molto limitate tra i livelli di prezzo nel servizio di tutela e i medesimi livelli nel mercato libero.

Le percentuali di clienti finali nel mercato libero al 30 giugno 2010, pari a più dell'11 % per i clienti domestici e oltre un terzo dei clienti industriali, mostrano comunque un buon grado di apertura nel mercato della vendita al dettaglio, allineato a quelli dei mercati europei più sviluppati e molto superiori a quelli riscontrabili nel mercato del gas naturale¹⁵.

Così come già segnalato nella parte dedicata all'analisi del mercato al dettaglio per il gas naturale, anche per questo settore della filiera dell'energia elettrica, uno degli aspetti più critici è quello legato alla gestione commerciale dei clienti finali, con particolare riferimento al problema della morosità.

Sotto questo profilo il mercato dell'energia elettrica trae vantaggio dalla migliore qualità dei dati commerciali disponibili alle imprese di vendita – principalmente i dati di misura – e dalla semplificazione procedurale dei meccanismi che portano alla disconnessione del cliente finale; entrambi gli aspetti sono possibili nel mercato elettrico per effetto della quasi completa installazione dei misuratori elettronici, il cui impatto sulla concorrenza nel mercato al dettaglio è decisivo. Anche per tale motivo l'Autorità ha disposto, ormai da oltre due anni, un piano di graduale introduzione di nuovi misuratori tele gestiti anche nel settore del gas.

¹⁵ Le percentuali riportate comprendono anche i casi in cui il passaggio dei clienti al mercato libero avviene con la società di vendita collegata alla società esercente il servizio di vendita di maggior tutela. Tali casi sono, infatti, comunque rilevanti in quanto comportano la variazione del soggetto che approvvigiona nel mercato all'ingrosso l'energia elettrica destinata al cliente finale; nella maggior tutela è l'Acquirente unico (la società di vendita che esercisce il servizio di maggior tutela è responsabile solo della commercializzazione al dettaglio dell'energia), nel mercato libero è il venditore.

Un potenziale ostacolo al pieno sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio è costituito invece dalla generale mancata separazione tra le società di vendita responsabili dell'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela dalle società che erogano il medesimo servizio nel mercato libero; da tale mancata separazione e dalla condivisione di alcuni servizi – ad es. i servizi di *call center* - possono derivare, infatti, vantaggi alle società appartenenti al medesimo gruppo nella conclusione di contratti di vendita nel mercato libero con i clienti finali.

L'Autorità ritiene quindi necessaria la completa implementazione delle previsioni di cui all'articolo 1 del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, che prevedono che il servizio di tutela venga garantito dalle imprese di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita.

4. Sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'integrazione nel mercato

L'attuale contesto internazionale attribuisce una grande importanza allo sviluppo delle fonti rinnovabili, con particolare riferimento alla generazione di energia elettrica. Anche se tipicamente viene dedicata la maggiore attenzione agli strumenti di incentivazione, occorre ricordare che assumono notevole importanza anche le procedure autorizzative, la regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento) e la definizione delle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta.

Infatti l'efficacia complessiva dei sistemi di incentivazione non dipende solo dal livello dell'incentivazione stessa: va invece perseguita garantendo la massima trasparenza, semplicità ed accessibilità degli strumenti, e soprattutto indirizzando le risorse sui progetti che minimizzino i costi e consentano di massimizzare anche le ricadute delle attività produttive sul sistema industriale ed occupazionale del Paese, assicurandone in tal modo la sostenibilità.

Gli strumenti di incentivazione

Attualmente gli strumenti di incentivazione sono finanziati dalla collettività tramite le bollette dell'energia elettrica, il cui aggiornamento rientra tra i compiti dell'Autorità medesima. In particolare, l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli "oneri generali di sistema".

In Italia, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti: convivono così oggi, a valere sulle bollette elettriche di famiglie ed imprese, meccanismi di incentivazione fondati su regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi) e su regimi amministrati (metodi di prezzo - *feed-in tariffs* - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali). In particolare essi sono:

- tariffe incentivate (CIP 6/92) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di *conto energia* (o *feed-in premium*) per impianti da fonte solare ed in particolare per gli impianti fotovoltaici;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Tra questi i costi più rilevanti sono riconducibili alle seguenti modalità di incentivazione di seguito dettagliate.

Il provvedimento CIP 6/92

Nell'anno 2009 l'obbligo di ritiro posto in capo al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con decreto ministeriale, ha generato un onere pari a 4,1 miliardi di Euro e un ricavo pari a 2,3 miliardi di Euro, con costo netto per il sistema pari a 1,8 miliardi di Euro.

Per quanto riguarda l'anno 2010 si stima che il provvedimento CIP 6/92 comporti un costo complessivo, con esclusivo riferimento alle fonti rinnovabili, poco superiore a 800 milioni di Euro a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate (componente A3), per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 6,7 TWh.

Sebbene gli oneri del provvedimento CIP 6/92 vadano ad esaurirsi, tuttavia è possibile una nuova impennata per effetto della entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione CIP 6/92.

L'onere in capo alla componente tariffaria A3 derivante dal provvedimento CIP 6/92 potrebbe essere ridotto per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, in applicazione dell'articolo 30, comma 20, della Legge n. 99/09, l'Autorità ha proposto (delibera PAS 22/09) al Ministro dello Sviluppo Economico i criteri per il calcolo degli oneri da liquidare ai produttori aderenti alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, in base ai quali si garantirebbe che gli oneri da liquidare siano mediamente inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni. Tale proposta, alla base del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico in data 2 dicembre 2009, ha consentito di far pervenire al GSE trenta comunicazioni di manifestazione di interesse alla risoluzione delle convenzioni a fronte dei trentuno impianti rientranti nell'ambito di applicazioni del Decreto. Allo stato non è ancora possibile stimare l'effetto finale dell'applicazione del Decreto.

Certificati verdi (CV)

Il meccanismo dei CV, introdotto in Italia dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE aveva l'obiettivo di sfruttare le regole di mercato al fine di rendere più efficiente l'allocazione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili.

Da allora numerose altre disposizioni sono intervenute a ridisegnare la disciplina normativa dei certificati verdi, alterandone lo spirito iniziale e comportando una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV, come verrà meglio evidenziato nel seguito.

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- una prima componente derivante dalla commercializzazione dei CV, posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica, che può solo essere stimata e
- una seconda componente, derivante dall'obbligo di ritiro da parte del GSE dei CV invenduti a causa dell'eccesso di offerta, posta a carico del GSE e quindi della componente tariffaria A3, cioè sostenuta direttamente dai clienti finali

Con riferimento all'obbligo dell'anno 2009, si stima che i certificati verdi comportino un costo pari a:

- una componente, posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica, che può solo essere stimata e pari a circa 600 milioni di Euro;
- una seconda componente, generatasi a causa dell'eccesso di offerta, posta a carico del GSE e quindi della componente tariffaria A3, pari a circa 1.000 milioni di euro.

Il costo complessivo è pari a quasi 1600 milioni di euro, incentivando una quantità di energia elettrica pari a circa 16 TWh.

L'incentivazione media è quindi pari a quasi 100 €/MWh, cui va sommato il ricavo per la vendita dell'energia, mediamente pari a 70 €/MWh. Si tratta di un livello di incentivazione oggettivamente molto superiore a quello necessario per consentire la realizzazione delle principali fonti rinnovabili.

Per il 2011, sebbene l'articolo 45 della *manovra finanziaria* per il 2011 disponga la riduzione del 30 % degli esborsi del GSE (peraltro senza indicare chiaramente come raggiungere tale obiettivo), l'onere complessivo non è previsto ridursi a causa dell'incremento della percentuale di obbligo.

Fotovoltaico

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo. Il 6 agosto 2010 è stato approvato il terzo decreto finalizzato a definire l'incentivo per gli impianti fotovoltaici. Quest'ultimo decreto ha modificato la disciplina di incentivazione precedente introducendovi novità significative. Le principali novità sono:

- la definizione di incentivi differenziati in funzione del tipo di integrazione architettonica dei moduli fotovoltaici, del tipo di tecnologia e della potenza di picco dell'impianto; in particolare sono stati previsti incentivi nel caso di impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e nel caso di impianti a concentrazione;
- la riduzione, con cadenza quadrimestrale anziché annuale (nel primo anno di applicazione), degli incentivi definiti per impianti che entrano in esercizio, fermo restando il fatto che il valore unitario dell'incentivo assegnato a ciascun impianto rimane costante per 20 anni; la maggiorazione degli incentivi unitari è pari:
 - al 5% nel caso di impianti non realizzati su edifici e ubicati in zone industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, aree di pertinenza di discariche o di siti contaminati;
 - al 5% se il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto è un comune con meno di 5.000 abitanti e se l'impianto opera in scambio sul posto;
 - al 10% se l'impianto è installato in sostituzione di coperture in amianto;
 - al 20% nel caso di sistemi con profilo di scambio prevedibile, di cui si parlerà più diffusamente nel seguito;
 - ad una percentuale, fino ad un massimo del 30%, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita a seguito di interventi di efficienza energetica;
- la definizione della potenza massima che può usufruire degli incentivi, pari a 3000 MW per impianti fotovoltaici realizzati su edifici o a terra senza caratteristiche innovative, pari a 300 MW per impianti fotovoltaici architettonicamente integrati con caratteristiche innovative e pari a 200 MW per impianti fotovoltaici a concentrazione.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, l'onere è stato pari, nel 2009, a circa 344 milioni di euro; nel 2010 si prevede che il costo dell'incentivo per il fotovoltaico superi gli 800 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 1,8 TWh. A ciò si deve aggiungere l'effetto del nuovo decreto, per cui si stima che nel 2011 il costo dell'incentivo per il fotovoltaico supererà i 1200 milioni di euro.

Anche tenendo conto dell'ipotesi che vengano estesi gli attuali incentivi mantenendo le medesime caratteristiche ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020, ci si attende che la spesa per la produzione fotovoltaica si assesterà comunque a circa 3,5 miliardi di Euro all'anno.

La tariffa fissa onnicomprensiva

Per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW), gli incentivi a tariffa fissa onnicomprensiva, previsti dalla Legge Finanziaria 2008, hanno apportato un onere, posto interamente a carico della componente A3 della *bolletta*, pari a circa 100 milioni di euro per l'anno 2009. Per l'anno 2010 si stima un onere complessivo di circa 180 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a 0,9 TWh, destinato a salire a 300 milioni di euro nel 2011.

I costi totali delle incentivazioni e proposte di revisione degli strumenti incentivanti

Come già evidenziato nella memoria per l'audizione presso la X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati relativa al "Sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili ed assimilate (c.d. CIP6/92) operante in Italia" dell'11 febbraio 2009 e nella "Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", redatta ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della legge n. 99/09 (segnalazione PAS 3/10 del 29 gennaio 2010), rischiano di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione posti a carico dei consumatori.

Infatti il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le assimilate) ha raggiunto i 2,5 miliardi di euro nel 2009, sfiora i 3,4 miliardi di Euro nel 2010 (di cui 800 milioni legati alle rinnovabili CIP6, 1600 ai certificati verdi, 800 al fotovoltaico e 180 alla tariffa fissa onnicomprensiva), come già anticipato nei documenti sopra richiamati e raggiungerà almeno i 3,9 miliardi di euro nel 2011 (di cui 800 milioni legati alle rinnovabili CIP6, 1600 ai certificati verdi, 1200 al fotovoltaico e 300 alla tariffa fissa onnicomprensiva). Per la prima volta, nel 2010, il costo complessivo dei nuovi strumenti di incentivazione (pari a 2,6 miliardi di Euro) supera i costi complessivi, incluse le fonti assimilate, del provvedimento CIP n. 6/92 (pari a 1,9 miliardi di Euro).

Inoltre, come più volte evidenziato dall'Autorità, il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica, nell'ipotesi di raggiungimento del potenziale massimo teorico di sfruttamento delle rinnovabili con una incentivazione decrescente nel tempo, potrebbe aumentare a più di 5 miliardi di euro/anno nel 2015 e a circa 7 miliardi di euro/anno nel 2020 (di cui oltre 3,5 miliardi di euro per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).

Un altro problema è legato ai profili di iniquità distributiva propri degli incentivi fin qui descritti. Occorre infatti ricordare che tutte le incentivazioni di cui si è trattato in precedenza non ricadono sulla generalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma sullo specifico settore dei consumatori elettrici. In particolare, nell'anno 2010, la componente tariffaria A3, quella appunto destinata a remunerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, è arrivata a gravare sui consumatori per circa il 9% della loro spesa complessiva, al netto delle tasse. Questo meccanismo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in bolletta) soprattutto ove i costi diventino ancora più

rilevanti, presenta problemi di equità distributiva. Infatti i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese. Ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un *single* benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi.

Proposte di revisione degli strumenti finalizzati ad incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Le considerazioni sopra esposte suggeriscono una necessaria rivisitazione complessiva degli strumenti di incentivazione in occasione del recepimento della direttiva 2009/28/CE.

Al riguardo, nel rispetto degli obiettivi da raggiungere entro il 2020, anche al fine di attenuare l'impatto che gli oneri generali di sistema determinano sulle bollette di famiglie e imprese e rendere i meccanismi di incentivazione maggiormente efficienti si ritiene opportuno:

- rivedere il meccanismo dei certificati verdi al fine di ripristinare la struttura d'origine. Occorre in particolare:
 - incrementare la quota d'obbligo di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica; al contempo sarebbe necessario anche rivedere le esenzioni da tale obbligo attualmente previste;
 - prevedere che i certificati verdi possano essere ritirati dal GSE solo a scadenza (cioè dopo tre anni dalla data di emissione);
 - modificare le modalità di fissazione del prezzo di ritiro da parte del GSE dei certificati verdi in scadenza, imponendo che tale valore sia significativamente inferiore al valore del prezzo di cessione dei certificati verdi nel medesimo anno o nel triennio precedente. Ciò riduce tendenzialmente gli oneri sui clienti finali generati dal meccanismo dei certificati verdi e trova la sua ragionevolezza alla luce dell'evoluzione tecnologica, grazie alla quale il costo di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe ridursi nel tempo riducendosi quindi anche la necessità di incentivo;
- rivedere il livello e la durata delle incentivazioni concesse alle fonti rinnovabili, con particolare riferimento al solare fotovoltaico. D'altra parte, l'attuale altissimo livello di incentivazione poteva avere senso solo nella fase di avvio di una nuova tecnologia e nella prospettiva di realizzare livelli di efficienza significativamente più alti nel giro di un ragionevole numero di anni. Alla luce di ciò, appare opportuno rimodulare consistenza e modalità di riconoscimento delle incentivazioni oggi esistenti, rendendole aderenti ai costi previsti nei diversi anni con un percorso graduale che porti ad azzerare le incentivazioni stesse nell'arco di un decennio.
- spostare una parte significativa degli oneri legati ai meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili dalla bolletta energetica alla fiscalità generale, in modo da garantire criteri di progressività e proporzionalità nel finanziamento delle spese pubbliche.

Qualora, invece, si volessero mantenere in tariffa gli incentivi per le rinnovabili, l'Autorità ritiene opportuno che, fermi restando gli obiettivi quantitativi e temporali per ciascuna fonte fissati dalle politiche energetiche-ambientali-industriali, proprie di

Governo e Parlamento, fosse demandata all’Autorità la responsabilità di definire le modalità per il raggiungimento dei medesimi obiettivi, minimizzando i costi sul modello già positivamente sperimentato con il meccanismo dei certificati bianchi per i risparmi energetici. Ciò potrebbe assicurare, assieme all’uso efficiente degli incentivi, anche una maggiore stabilità degli stessi.

Procedure autorizzative

In relazione alle procedure autorizzative, si evidenzia prima di tutto che il sistema autorizzativo locale appare frammentato e spesso burocratizzato; infatti, a causa dell’inserimento dell’energia tra le materie costituzionalmente concorrenti tra Stato e Regioni, i procedimenti autorizzativi per le fonti rinnovabili sono gestiti a livello locale con significative differenze da regione a regione, e spesso con ostacoli o eccessi burocratici. Occorre quindi prevedere strumenti, di carattere normativo, e quindi regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative. Positiva, ma non risolutiva, sotto questo profilo la recente approvazione delle linee guida per la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Inoltre, nascono perplessità relative al diverso trattamento previsto per le procedure autorizzative tra gli impianti di produzione (la sola DIA è infatti prevista unicamente per la realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica) e gli sviluppi di rete necessari per la connessione degli impianti di produzione. Una previsione di questa natura, pur avendo l’obiettivo condivisibile di prevedere semplificazioni per le procedure autorizzative relative agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, potrebbe portare alla realizzazione di nuovi impianti in assenza della disponibilità della rete, con il rischio che i consumatori si trovino a remunerare l’energia elettrica che tali impianti non hanno potuto produrre a causa della carenza della rete¹⁶.

Si auspica quindi che i procedimenti autorizzativi analizzino contestualmente gli impianti di produzione di energia elettrica e le rispettive connessioni. In luogo della sola DIA, potrebbe essere preferibile l’introduzione di disposizioni finalizzate a rendere più agevole il procedimento autorizzativo unico ai sensi dell’articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03 che, per come è definito, permette di tenere conto delle specificità dell’impianto di produzione di energia elettrica e del suo contesto¹⁷.

Connessioni ed utilizzo delle reti

Attualmente si registrano notevoli problemi relativi alla connessione degli impianti di produzione alla rete. In alcune zone nel sud dell’Italia, sono state presentate richieste di connessione per oltre 70.000 MW alla rete di trasmissione nazionale e richieste per circa 28.000 MW alle reti di distribuzione. Tuttavia appare impossibile che vengano effettivamente realizzati impianti per potenze complessive così elevate. Tale situazione da una parte è un chiaro sintomo di un livello eccessivamente elevato delle incentivazioni, dall’altra parte evidenzia una diffusa difficoltà nelle procedure autorizzative che porta gli operatori a “tentare” la procedura su una molteplicità di siti.

¹⁶ come avviene attualmente nel caso degli impianti eolici che vengono chiamati a ridurre la produzione.

¹⁷ Ad esempio, il procedimento autorizzativo unico potrebbe essere integrato (e preferibilmente preceduto) da un più stretto coordinamento tra i gestori di rete e l’ente autorizzante (Regione), eventualmente tramite la definizione di piani di sviluppo anche per le reti di distribuzione da discutere e condividere con i medesimi enti autorizzanti.

In questi casi quindi la saturazione della capacità di rete è solo virtuale, essendo associata all'accettazione di preventivi di connessione in assenza di una effettiva realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. Per far fronte a tale situazione, oltre ad un necessario intervento di razionalizzazione delle incentivazioni, sono indispensabili altre linee di intervento. Occorre prevedere interventi finalizzati ad annullare la capacità di rete "prenotata" nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia effettivamente seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione¹⁸. A tal fine l'Autorità ha approvato una deliberazione finalizzata, tra l'altro, a definire alcuni strumenti per raggiungere la finalità predetta (deliberazione ARG/elt 125/10).

Inoltre, in alcune zone d'Italia, soprattutto al sud, vi sono aree in cui le reti sono effettivamente sature e insufficienti per il trasporto di tutta l'energia elettrica immessa. Vi sono numerosi impianti già realizzati e in esercizio, soprattutto eolici, che non possono produrre a pieno carico, pur avendo disponibilità della fonte rinnovabile, a causa delle insufficienze di rete. Tali situazioni sono state determinate dal fatto che negli ultimi anni la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica è stata più veloce della realizzazione di nuove infrastrutture di rete, spesso per effetto di asimmetrie nella gestione degli iter autorizzativi. Anche da queste considerazioni si evince che un impianto di produzione di energia elettrica non può prescindere dalla rete a cui deve essere connesso.

Per far fronte a tale situazione, occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati ad utilizzare nel modo più efficiente possibile la capacità di rete disponibile prevedendo, ad esempio, interventi tecnici di ottimizzazione della rete e dei suoi componenti o la realizzazione di sistemi di accumulo dell'energia. Occorre sviluppare le reti elettriche di distribuzione e di trasmissione per far fronte al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, a partire dalle zone d'Italia ove tali fonti sono maggiormente disponibili.

Infine, il quantitativo di potenza da fonte rinnovabile, che dovrebbe essere installata per realizzare l'obiettivo europeo di utilizzo di fonti rinnovabili per il 20% del consumo finale di energia (e che ha portato a definire per l'Italia un obiettivo nazionale del 17%), non potrà che essere in larga parte rappresentato da fonti intermittenti. Il problema dell'intermittenza delle fonti rinnovabili e della loro scarsa programmabilità, profilo particolarmente problematico rispetto all'energia eolica e solare non può essere risolto solo attraverso lo sviluppo delle reti. Le stesse "Smart grids", o reti "intelligenti", quando anche fossero in grado di connettere ottimamente tutti i nodi di produzione e consumo della rete, non consentirebbero comunque l'accumulo di energia. Posto che la maggiore disponibilità di fonti rinnovabili primarie (vento e sole) si trova nel Mezzogiorno, mentre l'unico strumento di accumulo oggi realmente disponibile (bacini idroelettrici) è concentrato nel Nord del paese, si pone il problema della disponibilità di strumenti di accumulo dell'energia che garantiscano la necessaria flessibilità della rete, esattamente nelle aree dove essa è più necessaria, cioè dove sono maggiormente localizzati impianti rinnovabili non programmabili.

¹⁸ Al riguardo, si noti anche l'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, secondo cui: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base di indirizzi del Ministero dello sviluppo economico connessi alla politica di promozione delle energie rinnovabili e all'attuazione dell'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, definisce, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate".

A questo proposito è indispensabile lanciare un grande progetto per la realizzazione, in particolare nel sud, sfruttando bacini idrici già presenti e sotto o per nulla utilizzati, di una rete di piccole centrali idroelettriche di pompaggio che assicuri una capacità di accumulo (pompaggio) adeguata alla dimensione delle nuove installazioni di energie rinnovabili.

5. Qualità dei servizi e tutela dei consumatori

5.1 Qualità tecnica dei servizi elettrici

La continuità del servizio elettrico ha segnato costanti progressi: i minuti di interruzione (per anno e per cliente) sono scesi da 130 (2000) al minimo storico di 46 (2009); la frequenza delle interruzioni si è ridotta di oltre il 50% nello stesso periodo. Questi dati si collocano tra i migliori della UE. Anche l'obiettivo di ridurre le forti differenze preesistenti, come continuità di servizio, tra le regioni del Nord e del Centro-Sud è stato conseguito; restano comunque margini per ulteriori miglioramenti, specie nelle regioni del Sud, sui quali si concentrerà lo sforzo dell'Autorità nei prossimi mesi. Circa l'efficienza dei meccanismi premi/penali adottati, si può constatare che erogando agli esercenti 690 milioni di euro (periodo 2004 – 2009) sono stati evitati alla collettività 2,7 miliardi di euro come costi per interruzioni. L'estensione della regolazione anche alle interruzioni brevi, già avvenuta per la regolazione incentivante e in corso di studio per quanto riguarda standard individuali e indennizzi automatici per i clienti industriali, produrrà benefici in particolar modo per i clienti industriali con processi automatizzati. Per questi clienti sono allo studio nuove iniziative finalizzate a ridurre anche il numero delle micro interruzioni, vale a dire i buchi di tensione e le interruzioni di durata inferiore al secondo. Anche la continuità del servizio di trasmissione è stata oggetto di attenzione da parte dell'Autorità che ha introdotto meccanismi incentivanti atti a ridurre le disalimentazioni che si originano sulle reti in alta e altissima tensione, che coinvolgono normalmente un elevato numero di consumatori, e a mitigarne gli effetti nel caso in cui tali disalimentazioni accadano.

5.2 Qualità tecnica dei servizi gas

Grazie alla regolazione introdotta dall'Autorità, anche attraverso incentivi per aumentare i controlli del grado di odorizzazione del gas e diminuire il numero delle dispersioni sulle reti, la sicurezza del servizio di distribuzione gas è migliorata gradualmente sino a raggiungere e talvolta superare, le soglie imposte dall'Autorità.

Dal terzo periodo regolatorio (2009-2012) l'Autorità ha realizzato il passaggio obbligatorio e graduale per tutti i distributori di gas naturale a un sistema che prevede, in aggiunta agli incentivi, anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dall'Autorità stessa.

Anche la regolazione della qualità e della sicurezza gas a valle dei punti di riconsegna ha prodotto significativi effetti positivi nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2009: i distributori di gas hanno effettuato oltre 1,7 milioni di accertamenti per la sicurezza relativi a nuovi impianti. Circa il 96% di essi ha avuto esito positivo, a seguito del riscontro dell'adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge.

La regolazione della qualità del servizio è stata progressivamente estesa alle reti nazionali di trasporto. A seguito di uno studio di confronto internazionale e di un'ampia consultazione di tutti i soggetti interessati, nel 2005 l'Autorità ha definito norme generali a garanzia della qualità del gas naturale fornito ai clienti finali individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del potere calorifico superiore (PCS).

5.3 Qualità commerciale dei servizi elettrici e gas

L'introduzione di indennizzi riconosciuti ai consumatori per mancato rispetto di specifiche regole imposte dall'Autorità ha permesso di erogare, nel corso degli ultimi dieci anni, più di 670.000 indennizzi complessivi, con un esborso complessivo a favore dei consumatori di oltre 43 milioni di euro. L'Autorità, particolarmente attenta al consolidamento complessivo della qualità della vendita, ha inoltre pubblicato un *testo integrato* riguardante, fra l'altro: la tempestività e la qualità della risposta ai reclami, la correttezza delle fatturazioni, la qualità dei *call center* dei venditori di cui viene pubblicata dal 2009, semestralmente, una graduatoria aggiornata.

Anche la nuova regolazione della qualità del servizio di trasporto prevede un sistema di indennizzi automatici a carico delle imprese. In particolare, il provvedimento rafforza le tutele per gli utenti del servizio di trasporto introducendo, per esempio, indennizzi automatici (con valore base di 500 €), che aumentano in funzione del ritardo nell'effettuazione della prestazione richiesta.

5.4 Tutela dei consumatori

Con il 1° gennaio 2011 entrano in vigore alcuni importanti provvedimenti a tutela del consumatore ed in particolare le nuove norme sulla trasparenza delle bollette elettriche e del gas e le nuove norme che indicano le informazioni che devono essere rese disponibili ai clienti finali prima della firma dei contratti, nonché i supporti informativi e documentali atti a favorire una scelta consapevole del cliente finale.

Tali norme arricchiscono il quadro delle tutele che già comprende la regolazione della qualità commerciale sia per quanto riguarda gli aspetti più commerciali (rettifiche di fatturazione o doppia fatturazione e gestione dei reclami e delle richieste di informazione) che quelli connessi alla qualità tecnica (tempistiche per le prestazioni da richiedere al distributore).

Con la liberalizzazione dei mercati l'informazione diventa un bene strategico che deve essere reso disponibile al consumatore per renderlo consapevole dei propri diritti. Un consumatore informato è un consumatore che può scegliere; sotto questo aspetto, accanto agli strumenti già menzionati verranno potenziati anche il *Trova Offerte*, un motore di ricerca delle offerte di mercato libero e il *Pesa Consumi*, uno strumento che consente ai clienti finali di valutare l'impatto sulla bolletta della distribuzione dei propri consumi elettrici nelle varie fasce orarie.

Una parola a parte, per quanto riguarda l'interazione diretta che l'Autorità mantiene con i consumatori, merita lo Sportello per il consumatore di energia, lo strumento istituito per far fronte all'attività di valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati da utenti e consumatori, singoli o associati, che la legge istitutiva pone a carico

dell'Autorità e, in linea generale, per rispondere all'esigenza di potenziare la tutela del consumatore.

Lo Sportello ha tra i suoi compiti lo svolgimento delle attività materiali, informative conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali e la realizzazione di un servizio informativo tramite call center al fine di fornire ai clienti finali informazioni generali sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sulla regolazione introdotta dall'Autorità nonché sull'eventuale reclamo o segnalazione inviata dal singolo cliente finale e sui diritti dei consumatori.

Lo svolgimento delle attività materiali, informative e conoscitive nell'ambito della valutazione dei reclami è disciplinata da un apposito Regolamento, approvato con deliberazione GOP 28/08, nel quale sono analiticamente elencate le attività di competenza dello Sportello medesimo (Unità reclami).

Lo Sportello (in base alle previsioni della legge n. 99/09 l'Autorità si avvale del Gestore dei Servizi Elettrici e dell'Acquirente Unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento alle attività relative alle funzioni di cui all'articolo 2, comma 12, lettere l) e m), della legge n. 481/95) è oggi attivato e gestito da Acquirente Unico ed è operativo dal 1° dicembre 2009. Il relativo progetto operativo è stato presentato da Acquirente Unico e approvato dall'Autorità nell'ottobre 2009.

Dal punto di vista della struttura oggi lo Sportello è composto da 15 risorse per il Call Center e da oltre 40 risorse per l'Unità Reclami.

Le criticità che si profilano per la tutela dei consumatori elettrici e gas nel mercato *retail* sono prevalentemente legate al monitoraggio dei comportamenti commerciali al fine di garantire che gli strumenti già messi a disposizione siano correttamente implementati, nonché nel completare e semplificare il quadro delle procedure che consentano ai clienti di attivare rapidamente una nuova fornitura, di cambiare fornitore di subentrare su utenze cessate o ancora attive.

Infine nel corso del 2011 verrà portata a compimento la revisione dei contratti per i clienti serviti a condizioni regolate al fine di semplificare ed omogeneizzare per quanto possibile le regole che presidono ai mercati elettrico e gas.

6. Risparmio energetico

L'Autorità ha responsabilità di regolazione, gestione e monitoraggio del meccanismo dei certificati bianchi sin dalla sua introduzione. A maggio 2010 si è chiuso il quinto anno di attuazione del sistema, i cui risultati sono stati superiori alle attese. I risparmi energetici certificati (pari a circa 6,7 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), sono superiori del 2,3% rispetto agli obiettivi previsti dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, e di oltre il 25% rispetto a quelli fissati alla partenza del sistema (decreti ministeriali 20 luglio 2004).

A fronte di complessivi 531 milioni di euro di incentivi erogati, pari a soli 1,7 c€/kWh risparmiato, i benefici conseguiti dai consumatori e dal sistema sono stati di gran lunga superiori: il contributo massimo versato dalle famiglie è stato pari a 3,30 €/anno nel 2009, rispetto ad una riduzione della spesa energetica compresa tra i 600 e i 1400 €/tep/anno/famiglia. A ciò si aggiungono i benefici di sistema, più difficilmente monetizzabili ma non per questo meno importanti: ad esempio, i risparmi certificati hanno permesso di evitare l'emissione di circa 18 milioni di tonnellate di CO₂; i risparmi economici connessi al conseguimento degli obiettivi del cosiddetto Pacchetto Clima Europeo sono stimabili tra i 118 e 587 euro/tep risparmiato.

La regolazione sviluppata per l'attuazione è presa ad esempio da un numero crescente di Paesi ed ha contribuito a definire quella successivamente introdotta dalla Commissione Europea con la Direttiva 2006/32/CE.

Tenuto conto degli obiettivi sfidanti del Pacchetto Clima, della priorità di garantire il loro conseguimento al costo minimo per il Paese, degli ulteriori benefici competitivi e occupazionali connessi allo sviluppo del settore delle tecnologie e dei servizi ad alta efficienza energetica, è di primaria importanza assicurare la prosecuzione del sistema, con una tempestiva fissazione dei target per il periodo post-2012. Al contempo è fondamentale garantire una 'manutenzione evolutiva' del meccanismo orientata a favorire gli interventi che producono effetti più strutturali, senza che venga meno l'attenzione, da sempre posta dall'Autorità, a promuovere ed incentivare solo risparmi energetici *effettivi, e addizionali* rispetto a quelli già assicurati attraverso altri strumenti normativi e di incentivazione. Sulla base dell'ampia esperienza maturata in questi anni, l'Autorità ha già preso importanti iniziative in tale direzione, sta lavorando per proporre in tempi brevi di ulteriori alla consultazione degli operatori, e per avanzare proposte al Governo in relazione ai possibili interventi normativi.

7. Regolazione e sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale in ambito europeo ed internazionale

Come noto il 3 marzo 2011 segna il termine fissato per il recepimento nell'ambito degli ordinamenti nazionali delle due direttive per il mercato elettrico e per il mercato del gas naturale (direttive 72 e 73/2009) che – unitamente a tre regolamenti direttamente vincolanti - costituiscono il cosiddetto Terzo Pacchetto Energia, passo decisivo verso la creazione dei mercati continentali di energia elettrica e gas naturale.

Le disposizioni del Terzo Pacchetto attuano, nel loro insieme, uno spostamento sempre più marcato della regolazione dei mercati energetici da un orizzonte prettamente nazionale ad un ambito maggiormente europeo; non solo attraverso la trasformazione dell'associazione ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione Europea) nella Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ma anche attraverso i nuovi codici di rete europei che dovranno essere prodotti dalle associazioni dei gestori di rete, e che potranno avere un impatto diretto negli attuali assetti dei mercati nazionali, rendendo necessari adeguamenti normativi.

L'Autorità è già direttamente coinvolta nell'ambito delle Associazioni CEER (Council of European Energy Regulators) ed ERGEG nella stesura di linee guida che, così come previsto dal Terzo Pacchetto, dovranno orientare la produzione dei futuri codici di rete europei. Nelle diverse fasi di tale processo normativo si auspica il miglior coordinamento con i preposti uffici governativi al fine di poter rappresentare in modo più efficace gli interessi degli operatori e dei consumatori italiani. Si segnalano come particolarmente rilevanti i lavori per la produzione delle linee guida per la gestione delle congestioni e l'allocatione della capacità nelle reti transfrontaliere di elettricità e gas che potranno comportare una futura revisione degli attuali assetti regolatori e legislativi nazionali.

La direttiva 2009/73/CE (“Norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE”) prevede, all'art. 9, una nuova disciplina comunitaria in tema di “Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto”, cui lo Stato italiano è tenuto ad adeguarsi; in ciò facilitato dalle scelte già compiute dalla legge (290 del 2003 e successive modifiche e integrazioni) a favore della soluzione (*unbundling* proprietario) che, fra quelle offerte dalla stessa Direttiva, viene ritenuta la migliore dalla stessa Commissione e viene citata nelle stesse premesse della Direttiva come la preferita.

Tale scelta è ormai imprescindibile, posto che lo sviluppo del mercato del gas naturale ed in particolare del mercato all'ingrosso, nel quale la concorrenza non può che svilupparsi a livello europeo o addirittura mondiale, passa necessariamente attraverso, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture, dall'altro, la gestione ottimale e la massima disponibilità per il mercato delle infrastrutture esistenti. Dopo una generale condivisione di meccanismi basati su aste di capacità per l'allocatione dei diritti di trasporto a termine (su base mensile, annuale o pluriennale) e la ormai quasi completa attuazione dei medesimi a livello europeo, è sulle metodologie per la definizione delle capacità di trasporto disponibili e sui meccanismi di coordinamento dei mercati per la gestione efficiente della capacità nel breve periodo (tra cui rientra anche il *market coupling*) che si giocherà la sfida del prossimo futuro e dove è richiesto un elevato livello coordinamento a livello europeo per garantire un funzionamento efficiente ed un conseguente aumento del livello di concorrenzialità del mercato europeo.

Data la rilevanza sopranazionale di quasi tutte le infrastrutture di trasporto del gas naturale, il problema della garanzia del pieno accesso alla capacità di trasporto non può che essere risolto a livello europeo; l'approccio che vede oggi la definizione e l'applicazione dei meccanismi per l'allocatione di capacità di trasporto da parte dei paesi sulla cui competenza territoriale cadono i rispettivi gasdotti, determina spesso situazioni paradossali in cui i paesi nei quali si determinano gli effetti di mercato conseguenti alle medesime allocationi non hanno alcun potere nel determinarne i meccanismi (è il caso dei gasdotti che attraversano la Svizzera o l'Austria e che trasportano il gas proveniente dal nord Europa o dalla Russia in Italia).

Il processo di integrazione dei mercati può essere talvolta ostacolato dagli assetti tecnici di funzionamento delle piattaforme di contrattazione adottate nei diversi sistemi interconnessi. In tale contesto l'Autorità, in stretta cooperazione con i gestori di rete e dei mercati, intende proporre le modifiche che, senza pregiudicare gli attuali livelli di efficienza raggiunti, possano facilitare il rapido raggiungimento degli obiettivi fissati dalla normativa comunitaria per la creazione del mercato unico dell'energia.

Più in generale, per quanto riguarda gli approvvigionamenti energetici del nostro Paese la Confederazione Elvetica gioca da sempre un ruolo chiave; è anche per questo che si ritiene l'adozione da parte della Svizzera delle normative europee, in particolare in materia di trasporto del gas naturale e di energia elettrica (anche attraverso l'attivazione di specifiche autorità di regolazione integrate nel contesto europeo), un elemento essenziale per cogliere pienamente gli obiettivi di competitività e di integrazione dei mercati energetici e, come evidenziato nel caso della recente indisponibilità del gasdotto Transgas, anche prevenzione e gestione efficace di eventuali criticità.

A tal fine l'estensione del quadro normativo europeo alla Svizzera dovrebbe riguardare anche le disposizioni in materia di efficace separazione e controllo degli operatori di rete, elemento essenziale per garantire l'indipendenza delle loro attività rispetto agli interessi di soggetti attivi nei mercati europei di energia elettrica e gas naturale e la concreta possibilità di allineare, con una corretta regolazione, gli interessi degli operatori di rete con le esigenze di sviluppo efficiente del mercato.

8. Organizzazione, risorse umane ed economico-finanziarie

8.1 Risorse economico-finanziarie

Come accennato, alcune delle misure contenute nell'articolo 6 del D.L. 78/2010, convertito nella legge 122/2010 (*manovra*), produrranno seri impatti negativi sullo svolgimento dei compiti affidati all'Autorità dalla legge istitutiva e da successivi interventi normativi nazionali e dell'Unione Europea, costringendo a contrarre sostanzialmente una serie di attività di regolazione e controllo finalizzate alla tutela dei consumatori e allo sviluppo della competitività del sistema energetico, nonché mettendo a rischio la possibilità di adempiere ai compiti assegnati ai Regolatori nazionali dell'energia dalle recenti Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, in materia di mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale e recepite con legge comunitaria. In particolare destano particolare preoccupazione le misure che prevedono una riduzione di consulenze, studi e collaborazioni professionali e quelle che dispongono la riduzione delle spese per conferenze e seminari. In relazione al primo aspetto, occorre osservare che il ricorso a figure professionali altamente specializzate, anche esterne, si configura come uno strumento fisiologico ed efficiente per un organismo di regolazione quale l'Autorità; essa opera in settori caratterizzati da elevata complessità tecnica e dalla

continua evoluzione tecnologica, normativa e di struttura dei mercati; essa è chiamata ad assumere decisioni assai delicate e con ricadute economiche molto consistenti nei settori di riferimento. Quanto alla tipologia delle consulenze, ci si riferisce ad attività ancillari rispetto a quelle ordinarie affidate dalla legge (regolazione, vigilanza e controllo) e per le quali non solo è indispensabile, ma è anche economicamente efficiente rivolgersi a specifiche professionalità esterne (in numero assai contenuto e comunque pubblicate sul sito internet).

I fatti dimostrano che l'efficace svolgimento dei propri compiti istituzionali, e in particolare quelli di vigilanza e controllo, per i quali significativo e fondamentale è il ricorso a professionalità specializzate esterne, comporta addirittura notevoli benefici sia per le casse pubbliche che per i consumatori finali.

A tal riguardo, per esempio, le attività di vigilanza e controllo svolte dall'Autorità, anche grazie all'apporto di elevate professionalità esterne, determinano, esse sole, recuperi di contributi pubblici, che nel loro complesso superano gli stessi costi di funzionamento dell'Istituzione (si pensi ai recuperi di incentivi CIP 6/92 indebitamente percepiti, quantificabili in oltre 160 milioni di euro dal 2005 ad oggi);

Per quanto riguarda invece la riduzione dell'80% delle spese per relazioni esterne, convegni, seminari e di rappresentanza - mentre avrà scarso o nullo effetto per ciò che attiene relazioni pubbliche, convegni, mostre e rappresentanza, per i quali il budget dell'Autorità è pressoché inesistente - potrebbe al contrario comportare l'eliminazione di gran parte delle campagne di informazione oggi svolte dall'Autorità in favore dei consumatori; in questo modo, dunque, l'Autorità non potrà più svolgere il preciso mandato contenuto nella legge istitutiva, che, all'articolo 2, comma 12, lett. i), stabilisce che l'Autorità, tra le altre sue funzioni, "assicura la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi".

Tra le altre, dovrebbero essere soppresse: a) le campagne di informazione svolte in collaborazione con l'ANCI a favore dei consumatori di energia che versano in gravi condizioni di disagio fisico o economico, nell'ambito dell'implementazione dei bonus elettrico e gas, previsti rispettivamente dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e dal decreto legge 185/08, convertito nella legge 2/09; b) le campagne di informazione relative ai diritti del consumatore di energia nel nuovo contesto di mercati completamente liberalizzati.

D'altra parte e, con specifico riferimento alle misure della *manovra* mirate al contenimento degli oneri posti a carico del bilancio dello Stato, vale ricordare che da sempre, per il suo bilancio, l'Autorità non riceve alcun contributo statale; che, anzi, l'Autorità è già stata recentemente chiamata a finanziare altre Autorità; che le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità da sole determinano, oltre ad una irrinunciabile e sempre più avanzata tutela dei consumatori, anche recuperi di contributi pubblici e sanzioni che nel loro complesso superano gli stessi costi di funzionamento dell'Autorità.

A proposito dell'autonomia economica, appare necessario ribadire che l'Autorità, per il proprio funzionamento, non riceve alcun contributo da parte del bilancio dello Stato, essendo completamente autofinanziata per legge tramite il contributo, "di importo non superiore all'uno per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio", fornito dagli operatori economici dei settori elettrico e gas; contributo che l'Autorità peraltro, in un'ottica di efficiente gestione delle risorse, ha contenuto, negli ultimi dieci anni, nella misura dello 0,3 per mille, valore ben inferiore al richiamato limite previsto dalla legge istitutiva.

Pertanto, sarebbe auspicabile l'introduzione di un emendamento che, facendo salvo l'importo complessivo da versare a favore del bilancio dello Stato, consentisse

all'Autorità, in alternativa alla diretta applicazione delle norme citate, l'adozione di misure di spesa complessivamente equivalenti a quelle disposte dall'articolo 6, determinando però autonomamente la ripartizione di tali risparmi tra le diverse voci del proprio bilancio.

8.2 Adeguamento organici

Come già segnalato a Parlamento e Governo in molteplici occasioni istituzionali¹⁹, il consistente aumento dei compiti e delle funzioni attribuite all'Autorità dal 2004 ad oggi (anno in cui fu realizzato l'ultimo adeguamento della dotazione di personale) rende ormai urgente e non più rinviabile un adeguamento della propria dotazione organica, che peraltro sarebbe realizzabile senza alcun onere a carico del pubblico bilancio in virtù del sistema di totale autofinanziamento, descritto in precedenza, di cui gode l'Autorità. Tra i molti interventi normativi che hanno portato ad incrementare, dal 2004 ad oggi, ruolo, funzioni ed impegni operativi dell'Autorità, senza che vi corrispondesse alcun dalla legge 23 luglio 2009, adeguamento della dotazione di personale, si segnalano in particolare: l'articolo 1, comma 375, della legge legge 23 dicembre 2005, n. 266 n. 266/05 e al decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in materia di definizione di tariffe elettriche agevolate in favore dei clienti domestici economicamente svantaggiati (tariffa sociale); il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (convertito nella legge 3 agosto 2007 n. 125) recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia; l'art. 2, comma 165, lettera f-ter) della a Legge Finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, comma 165, lettera f.ter) che, in attuazione dell'articolo 23 della direttiva 2003/54/CE, ha attribuito all'Autorità il compito di svolgere anche una funzione paragiurisdizionale per la risoluzione delle controversie tra produttori di energia e gestori di rete, mediante decisioni vincolanti tra le parti; l'articolo 81, comma 18, del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112, che contiene il compito attribuito di vigilare sul rispetto del divieto di traslazione sui consumatori della maggiorazione d'imposta (c.d. Robin Tax), introdotta dai commi 16 e 17 dello stesso articolo, per i soggetti che operano nel settore petrolifero, del gas naturale e della produzione o commercializzazione di energia elettrica. L'attività di vigilanza a cui è chiamata l'Autorità si configura come complessa e particolarmente delicata, e al tempo stesso di grande rilevanza per la tutela degli interessi dei consumatori. Essa, inoltre si estende a mercati e settori industriali, normalmente non sottoposti ad attività di regolazione economica da parte dell'Autorità stessa, configurandosi dunque come innovativa delle competenze dell'Autorità e, per essere effettuata in maniera efficace, richiede un indispensabile adeguamento delle sue risorse organizzative, comprese le competenze

¹⁹ Si vedano le segnalazioni ([PAS 9/08](#) del 29/12/2008; [PAS 26/09](#) del 28/12/2009; PAS 12/10 del 25/06/2010), in cui l'Autorità evidenzia la necessità di un intervento legislativo che consenta di elevare i limiti di dotazione organico fissati 6 anni fa, con la legge 239/04 art. 1 comma 118. Tale necessità è stata evidenziata anche in un'Audizione alla Commissione affari costituzionali della Camera il 26 maggio scorso e nella Presentazione del Presidente Ortis al Parlamento e Governo il 15 luglio 2010, di cui si riporta uno stralcio. *"Il complesso dell'operatività istituzionale ha impegnato intensamente l'intero organico, che è rimasto invariato in questi ultimi anni, pur a fronte di nuovi ruoli e compiti, via via affidatici. Questi (assieme alla necessità di sviluppare ulteriormente i servizi a favore dei consumatori, di rafforzare le funzioni di vigilanza e controllo, di sostenere gli impegni europei ed internazionali...) richiederebbero un potenziamento dell'organico. Questo sarebbe peraltro realizzabile con oneri ad esclusivo carico dell'Autorità, che provvede al proprio funzionamento senza gravare sul bilancio dello Stato, mediante un sistema di totale autofinanziamento basato sul contributo degli operatori del settore; contributo limitato da alcuni anni, grazie ai continui efficientamenti interni, nella misura dello 0,3 per mille dei ricavi degli operatori, ancora ben al di sotto dell'uno per mille previsto dalla legge".*

tecniche ed economiche a sua disposizione; la definizione ed implementazione dei regimi tariffari agevolati per le vittime del terremoto che ha colpito l'Abruzzo nell'aprile del 2009 scaturenti dall' Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n.3754 del 9 aprile 2009 s.m.i.); i molti compiti derivanti n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", tra cui in particolare i compiti in tema di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92; la prospettica ed impegnativa attuazione degli articoli 23 e 29 del d.lgs. 31 del 2010, che assegnano all'Autorità il compito di determinare ed aggiornare le tariffe per il conferimento e lo stoccaggio del combustibile nucleare e dei rifiuti radioattivi sulla base della stima dei costi di sistemazione in sicurezza dei rifiuti medesimi, nonché di vigilare sul rispetto, da parte degli operatori, del divieto di trasferire sugli utenti finali gli oneri delle misure compensative che le imprese produttrici delle centrali nucleari dovranno erogare agli abitanti, agli enti locali ed alle imprese operanti nei territori siti delle future centrali nucleari; i numerosi compiti aggiuntivi e le importanti nuove responsabilità assegnate alle autorità nazionali di regolamentazione dei settori energetici dai provvedimenti che compongono il c.d. terzo pacchetto energia, il cui recepimento è stato avviato a seguito della legge 96 del 2010 (Comunitaria 2009). A tal riguardo, occorre ricordare che le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE - recanti rispettivamente Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e Norme comuni per il mercato interno del gas naturale – da una parte assegnano ai Regolatori nazionali numerosi nuovi compiti e responsabilità²⁰, dall'altra sanciscono espressamente che gli Stati membri "Per tutelare l'indipendenza dell'autorità di regolamentazione provvedono in particolare affinché: l'autorità di regolamentazione (...) disponga di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività"²¹.

8.3 Regime previdenziale per i dipendenti

Merita infine qualche breve cenno la problematica connessa al regime previdenziale previsto per i dipendenti dell'Autorità.

Ai sensi della propria legge istitutiva, infatti, l'Autorità ha, fin dall'origine, ancorato il trattamento giuridico ed economico del personale (incluso quello previdenziale), al corrispondente trattamento previsto per i dipendenti dell'Antitrust e della Banca d'Italia. Conseguentemente, in assenza di una espressa disposizione legislativa che prevedesse l'obbligo di iscrizione ad altre forme di assicurazione previdenziale, l'Autorità ha provveduto ad aprire una propria posizione presso il Fondo Pensioni Lavoratori Dipendenti dell'INPS, iscrivendovi, a partire dalla data di assunzione, tutto il personale.

Con la disposizione di cui all'art. 1, comma 23 quater del Decreto Legge 30 dicembre 2009, n. 194/09, convertito in legge n. 25/2010 il 26 febbraio 2010 si è conclusivamente affermato il principio che i dipendenti dell'Autorità devono risultare necessariamente

20 Cfr. artt. 36 e 37 della Direttiva 2009/72/CE e 40 e 41 della Direttiva 2009/73/CE.

21 Cfr. art. 35, par. 5, della Direttiva 2009/72/CE e art. 5, par. 5, della Direttiva 2009/73/CE. Anche le note interpretative delle citate direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, emanate dalla Commissione europea in data 22 gennaio 2010, affermano esplicitamente che "l'Autorità nazionale di regolazione deve avere adeguate risorse umane e finanziarie per assolvere ai propri compiti; dal momento che le nuove norme dell'Unione Europea assegnano una quantità considerevolmente maggiore di compiti e poteri all'Autorità di regolazione, ciò avrà effetti diretti sulle risorse economiche e finanziarie che devono essere messe a disposizione del Regolatore. Data la complessità della regolazione (nel settore dell'energia) una Autorità Nazionale di Regolazione deve essere in grado di attrarre personale sufficientemente qualificato e di varia formazione (Giuristi, economisti, ingegneri ecc)".

iscritti, per la disciplina del rapporto previdenziale, all'INPDAP e non all'INPS, con effetto retroattivo a decorrere dalla data di costituzione dell'Autorità medesima.

La sopra citata disposizione di legge, nel porre al 1° luglio 2010 il termine per l'iscrizione all'INPDAP del personale e per il versamento dei differenziali contributivi dovuti dall'Autorità, precisava esplicitamente che il passaggio delle posizioni previdenziali da INPS ad INPDAP in ogni caso non avrebbe dovuto produrre oneri a carico del personale dipendente e faceva salva (implicitamente) la possibilità per i dipendenti medesimi di procedere (oltre alla onerosa ricongiunzione all'INPDAP), alla ricongiunzione gratuita presso l'INPS, ai sensi della legge n. 29/1979, delle posizioni, ora per allora, costituite all'INPDAP.

Tale possibilità è stata vanificata dal recente intervento legislativo generale (articolo 12, comma 12-septies, aggiunto in sede di conversione del D.L. 31 maggio 2010, n. 78 nella Legge 122/2010) che ha innovato in maniera sostanziale la disciplina delle ricongiunzioni delle posizioni previdenziali costituite presso Istituti diversi prevedendo che, sempre a decorrere dal 1° luglio 2010, anche le ricongiunzioni di cui all'articolo 1 della legge n. 29/1979 (quindi, quelle verso l'INPS) – da sempre gratuite - diventino onerose.

L'effetto della nuova norma soprarichiamata sarebbe particolarmente dirompente sulla peculiare situazione dei dipendenti dell'Autorità i quali, non solo si ritrovano tutti ad essere iscritti, ora per allora, all'INPDAP, ma anche, nella grande maggioranza dei casi, vantando una considerevole pregressa anzianità contributiva maturata presso l'INPS anteriormente all'assunzione in Autorità, sarebbero costretti a sostenere costi assai gravosi per ricongiungere le due differenti posizioni presso un'unica Cassa previdenziale.

Appare dunque auspicabile l'introduzione di un emendamento finalizzato a chiarire che, in virtù del principio di specialità, la disposizione di cui all'art. 1, comma 23 quater del decreto legge 30 dicembre 2009, n. 194, convertito con modificazioni nella legge 26 febbraio 2010 n. 25 prevale sulla disciplina generale di cui all'articolo 12, comma 12-septies del decreto legge 31 maggio 2010 n. 78, convertito con modificazioni nella legge 30 luglio 2010 n. 122.