

**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**

**RELAZIONE REDATTA AI SENSI DELL'ARTICOLO 28, COMMA 2 DELLA LEGGE 23
LUGLIO 2009, N. 99 RECANTE "DISPOSIZIONI PER LO SVILUPPO E L'INTERNAZIONA-
LIZZAZIONE DELLE IMPRESE, NONCHÉ IN MATERIA DI ENERGIA"**

29 gennaio 2010

INDICE

Premessa	pag. 3
Stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale	pag. 4
Mercato dell'energia elettrica	pag. 10
Mercato del gas naturale	pag. 21
Tutela dei consumatori e agevolazioni speciali	pag. 29
Stato di utilizzo e integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	pag. 41

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della Legge 23 luglio 2009 n. 99, recante "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 176 del 31 luglio 2009, che recita:

All'articolo 1, comma 3, della Legge 23 agosto 2004, n. 239, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le citate lettere c) ed i) del comma 3 della Legge 23 agosto 2004, n. 239, fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;*
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.*

Nella redazione della presente relazione, ove opportuno, si è fatto riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte relative) al testo della recente segnalazione 30 settembre 2009 al Ministro dello Sviluppo Economico, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, ove previsto che: "*A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello Sviluppo Economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica [...]*".

Tale segnalazione, del 30 settembre 2009, di cui si riconferma rilevanza ed attualità, è disponibile sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it), così come altra documentazione od informazione via via citata nel testo a seguire, utile per eventuali approfondimenti.

STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

SCENARIO INTERNAZIONALE

I mercati energetici stanno ancora subendo pesanti riflessi della crisi internazionale esplosa nel 2008 e di cui pure il settore energetico è stato un'importante concausa.

Infatti, negli Stati Uniti la crisi è emersa negli ultimi mesi del 2008, anche in conseguenza del rilevante impatto degli incrementi del prezzo dei prodotti petroliferi sul reddito disponibile delle classi meno abbienti; ciò ha influito anche sulla capacità di onorare i debiti contratti (mutui *subprime*) innescando problemi finanziari di eccezionale portata che hanno messo a nudo tutte le fragilità del sistema economico finanziario e non hanno risparmiato alcun continente.

L'interdipendenza economica e industriale globale, unita a modelli finanziari e ai quadri normativi e regolatori relativi, dimostratisi non in grado di prevenire il dispiegarsi della crisi, ha contribuito a rendere velocissima la sua diffusione e penetrazione nelle strutture più profonde dell'economia mondiale.

Colpiscono, nell'osservare le cause della crisi, le analogie tra il settore finanziario e quello degli idrocarburi. In entrambi, infatti, si riscontra una simile assenza o inadeguatezza dei sistemi di regolazione, di monitoraggio, di controllo e di intervento da parte delle Istituzioni. Quanto avvenuto tra il 2008 e il 2009 ha reso di assoluta evidenza la pericolosità di prodotti (specie finanziari), transazioni, rapporti commerciali, meccanismi di scambio non trasparenti e non affidati a "mercati veri", mercati, cioè, in cui mantenga un peso consistente ed adeguato lo scambio di beni reali, rispetto alla loro astrazione finanziaria; mercati che siano adeguatamente regolati e monitorati; che non siano caratterizzati da opacità, cartelli o speculazioni, persistenti ad esempio nel settore petrolifero.

Al contempo, la stessa "esperienza crisi" ha evidenziato come alcune politiche economiche, sociali, energetiche e di tutela ambientale necessitino, a livello globale, di più efficaci meccanismi di *governance* o quanto meno di più efficiente coordinamento.

Il prezzo del petrolio, dopo i picchi del luglio 2008, ancora nei primi mesi del 2009 oscillava intorno ai 45 dollari a barile; successivamente, in parallelo con i primi segnali di recupero sullo scenario internazionale, il prezzo, dopo aver ripreso un percorso di risalita, si è stabilizzato da circa 3 mesi tra i 70 e gli 80 dollari al barile. I prezzi sembrano reggersi dunque su un equilibrio nuovo, ma ancora bisognoso di iniziative, anche a valenza internazionale, mirate a renderlo meno incerto, più trasparente, più prevedibile, meno esposto alla speculazione, meno sfavorevole per i consumatori e per gli investimenti.

Proprio per offrire un seppur parziale contributo alla ricerca di una qualche certezza sui prezzi del petrolio e promuovere un contenimento della loro volatilità, l'Autorità, in accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico, sta tentando di elaborare una proposta per promuovere una Borsa europea del petrolio, che contrasti le permanenti incertezze che si riflettono pesantemente anche su nuovi possibili investimenti settoriali; questi rimangono comunque indispensabili anche per potenziare ed ammodernare le infrastrutture, per

rendere i mercati più concorrenziali ed affidabili, per offrire servizi più competitivi in termini di qualità e prezzi.

I mercati internazionali di tutte le fonti di energia hanno risentito pesantemente sia della fase di picco dei prezzi del petrolio, sia della successiva crisi. Persino il mercato del carbone ha visto triplicare i prezzi tra gennaio 2007 e luglio 2008, per poi ritornare sostanzialmente sui livelli precedenti.

Per quanto riguarda l'energia elettrica l'impatto è stato differenziato in funzione della *mix* delle fonti primarie dei singoli Paesi. Schematicamente: dove è superiore il peso delle fonti ad alti costi fissi e bassi costi variabili (nucleare, fonti rinnovabili e carbone), le variazioni dei prezzi sono state più contenute rispetto ai Paesi dove gli idrocarburi contribuiscono in misura significativa alla produzione elettrica.

Per il gas naturale, agli effetti del picco petrolifero e della successiva crisi si sono sommati anche quelli connessi agli assetti contrattuali (molto diversi nel Nord America da quelli europei) e alla forte crescita della produzione di gas naturale non convenzionale negli Stati Uniti (produzione da scisti, da sabbie compatte e da gas associato ai livelli di carbone, che, già nel 2008, hanno superato la metà della domanda totale di gas in quel paese, superando i 300 Gm³)

Fino al picco del luglio 2008 i prezzi del gas hanno seguito quelli del petrolio, sia pure con una sfasatura temporale, più evidente in Europa. Con il crollo dei prezzi del petrolio tale sfasatura (connessa principalmente alla struttura dei contratti di lungo termine stipulati con i Paesi produttori) ha creato in Europa per alcuni mesi una situazione di estrema anomalia. Il prezzo del gas, infatti, era superiore anche di tre volte rispetto a quello degli oli combustibili, pur a parità di potere energetico di questi idrocarburi. Tale situazione è progressivamente rientrata nel corso della primavera del 2009 fino alla situazione attuale che vede i prezzi del metano collocati a valori pari a circa 2/3 di quelli degli oli combustibili.

Negli Stati Uniti i prezzi del gas hanno invece seguito più fedelmente la discesa dei prezzi petroliferi. In seguito, al contrario, la forte crescita dell'offerta di gas non convenzionale, unita al contenimento della domanda per effetto della crisi economica, ha impedito che i prezzi continuassero a seguire quelli petroliferi nella più recente fase di risalita. L'effetto complessivo è stato quello di annullare sostanzialmente le importazioni di GNL (Gas Naturale Liquefatto) e di contribuire a creare in Europa una situazione contingente di eccesso di offerta che ha determinato una forte differenziazione tra i *prezzi spot*, molto bassi, ed i prezzi dei contratti di lungo termine, ancorati in gran parte a panieri di prodotti petroliferi e spesso soggetti a clausole di *take or pay*.

La crisi ha infine certamente influito anche sul sostanziale insuccesso dei tentativi di pervenire ad un accordo mondiale sulla limitazione delle emissioni di gas serra. Anche in questo caso appare necessario ricercare nuovi modelli, maggiormente basati su strumenti di mercato, che attribuiscono un valore ai beni e servizi prodotti con basse emissioni di gas serra a prescindere dal Paese in cui essi vengono realizzati. Ciò consentirebbe di superare i problemi legati ai processi di delocalizzazione produttiva verso i Paesi che non adottano politiche di contenimento delle emissioni e di rispettare il diritto dei Paesi in via di sviluppo a non veder penalizzata la crescita dei consumi interni.

SCENARIO EUROPEO

Un'attenta analisi dello scenario europeo, con riferimento ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, è fornita dal rapporto aggiornato al 2009 sullo Stato della liberalizzazione e della implementazione del quadro energetico regolatorio nell'Unione Europea redatto da CEER/ERGEG (il Consiglio europeo dei Regolatori dell'energia, di cui pure l'Autorità italiana fa parte).

Secondo i Regolatori europei i mercati nazionali all'ingrosso dell'energia elettrica sono ancora altamente concentrati: nei mercati elettrici all'ingrosso continuano ad osservarsi significative differenze nei *prezzi spot* tra le diverse aree, come ad esempio il prezzo che si realizza nell'*area Nordic* (Sistema di prezzo *Nord Pool Spot*) e nell'area tedesca (*EEX – Phelix base day ahead*). Tali differenze appaiono dovute sia alla differente composizione del *mix* dei combustibili sia ad indisponibilità infrastrutturali che hanno portato al *market splitting*. Invece mercati più integrati come Francia-Belgio-Olanda hanno sperimentato positivamente il *price coupling*.

Il rimedio più efficace, individuato per superare tale concentrazione e per conseguire una maggiore convergenza di prezzi, è l'integrazione dei mercati, perseguibile attraverso l'aumento delle interconnessioni e da una più estesa applicazione del *market coupling*.

Nel mercato all'ingrosso del gas naturale i Regolatori europei registrano due fenomeni:

- da un lato, i mercati nazionali all'ingrosso risultano essere ancora altamente concentrati;
- dall'altro, l'andamento dei prezzi del gas ha creato una situazione difficile per molti importatori, dal momento che il prezzo del gas naturale sul *mercato a pronti* è stato molto inferiore a quello del gas importato in base a contratti di lungo termine, legati al prezzo del petrolio. L'andamento per i prezzi del gas a breve termine potrebbe peraltro sostenere lo sviluppo di scambi più liquidi nei prossimi anni.

La liquidità degli scambi è considerata la *conditio sine qua non* perché i mercati funzionino in modo efficiente. Tuttavia gli attuali meccanismi regolatori di trasporto costituiscono, a causa delle loro rigidità, un ostacolo alla liquidità degli scambi in Europa: soprattutto l'accesso alla capacità di trasporto nel breve termine su basi certe sembra essere l'elemento chiave che stenta a funzionare adeguatamente.

Per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture, nel settore elettrico i regolatori europei temono che la crisi finanziaria possa rallentare i necessari investimenti previsti in infrastrutture, per due fattori principali: i costi per finanziare questi progetti potrebbero aumentare e le previsioni della domanda di energia sono diventate più incerte. Si sottolinea, quindi, l'importanza dello sviluppo degli investimenti in reti sia per l'integrazione delle fonti rinnovabili sia per accrescere le integrazioni dei mercati nazionali.

Nel settore del gas naturale i Regolatori sottolineano che col crescere della dipendenza europea dalle importazioni, aumentano anche i rischi legati alle forniture: la crisi del gas dell'inverno 2008-2009 ha mostrato che il taglio di circa il 30% delle importazioni verso

L'UE ha avuto effetti immediati in quasi tutti i Paesi europei. Le sospensioni di fornitura di gas, mai verificatesi prima in Europa, sono diventate invece una variabile realistica con cui dover fare i conti, dimostrando in toto le debolezze dei sistemi di approvvigionamento gas dei Paesi UE.

I rischi di sospensione di fornitura del gas evidenziano l'importanza della flessibilità e la necessità di: maggiori investimenti in stoccaggi; diversificazione con GNL; attrezzature tecniche per invertire i flussi e le interconnessioni tra Stati Membri e non.

Secondo i Regolatori europei, la crisi del gas ha dimostrato che gli attuali standard di sicurezza degli approvvigionamenti e i piani di emergenza non sono sufficientemente precisi ed efficaci, evidenziando anche la necessità di maggiore coordinamento europeo ed internazionale. La crisi del gas ha messo in risalto, inoltre, la necessità di concentrarsi non solo sulla diversificazione dei Paesi fornitori ma anche sulla diversificazione delle rotte o dei mezzi di trasporto.

Infine, riguardo l'*unbundling* delle infrastrutture a rete, i Regolatori europei ricordano come i risultati di un'istruttoria di settore della Commissione Europea abbiano identificato nell'integrazione verticale, specialmente tra le attività di approvvigionamento e di rete, una delle cause principali per il fallimento del funzionamento del mercato. Essi attribuiscono quindi significativa rilevanza agli accordi *anti-trust* conclusi dalla Commissione con società verticalmente integrate con conseguenti impegni per importanti rimedi strutturali che avranno, tra gli altri effetti positivi, quelli della separazione della rete dalle attività di fornitura.

In Europa, l'evento più significativo del 2009 è stato, per i mercati energetici, il cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia*, formalmente adottato dal Consiglio e dal Parlamento europei il 13 luglio 2009. Esso si compone di due Direttive e tre Regolamenti: la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; la Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale; il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'energia, il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e il Regolamento 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Il *corpus* normativo, molto complesso, presenta cinque principali linee di intervento.

- La prima opera in materia di *unbundling*, istituto necessario per rimuovere gli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete e risolvere i conflitti di interesse con riguardo alle compagnie verticalmente integrate. Sono rimesse ai Paesi membri tre possibili opzioni di implementazione, valide sia per il settore elettrico che per quello gas: la separazione proprietaria (*ownership unbundling*), considerata la soluzione più efficace dalla Commissione e dai Regolatori, l'istituzione di un Gestore di sistema indipendente (ISO), soluzione già negativamente sperimentata e già superata nel settore elettrico italiano, e l'istituzione di un Gestore di trasmissione indipendente (ITO).

- La seconda linea di intervento prevede un generale rafforzamento e un'armonizzazione, in termini di indipendenza, competenze e poteri, delle varie Autorità di regolazione nazionali.
- La terza comporta l'istituzione di una Agenzia europea per la cooperazione dei Regolatori dell'energia (ACER) con l'obiettivo primario di armonizzare la regolazione a livello transfrontaliero e di rimuovere conseguentemente uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali ed alla creazione di un mercato europeo integrato.
- La quarta linea di intervento opera in materia di Codici di rete europei per la disciplina delle interconnessioni. E' prevista l'istituzione di ENTSO (*European Network Transmission System Operators*) sia per il settore gas che per quello elettrico, tra i cui compiti primari, oltre a quello generale di garantire la gestione delle reti europee in sicurezza, vi è quello di definire sia dei Codici di rete sia un piano decennale di investimenti.
- Da ultimo, la quinta linea di intervento comporta un generale rafforzamento delle tutele per i consumatori.

Il *Terzo Pacchetto Energia*, costituito in parte da disposizioni già direttamente applicabili e in parte da previsioni che dovranno essere implementate dai Legislatori nazionali, coinvolge profondamente le Autorità nazionali, che saranno impegnate tra l'altro in attività di coordinamento, monitoraggio e supporto consultivo. In esito al *Terzo Pacchetto Energia* le Autorità sono chiamate a svolgere un ruolo primario sulle problematiche sia di natura ambientale che di sicurezza degli approvvigionamenti ed a creare, attraverso una regolazione condivisa, forte e stabile, le condizioni affinché, una volta superata la crisi economica, i mercati possano riprendere a dispiegare al massimo le proprie potenzialità, prevenendo ed evitando gli errori e le criticità del passato.

SCENARIO NAZIONALE

Lo scenario nazionale risulta ancora fortemente caratterizzato ed influenzato dalla grave crisi ricordata. Dopo i segnali di ripresa che si sono registrati nel secondo semestre del 2009, appare necessario mettere in sicurezza il recupero avviato, attraverso percorsi affidabili e sostenibili, anche nella dinamica, fortemente interconnessa, del contesto europeo ed internazionale. In questo recupero il settore energia è chiamato a svolgere un ruolo di rilievo. D'altra parte, fin dal manifestarsi della crisi, questo comparto ha già evidenziato una "tenuta" superiore a quella di altri settori. Gli andamenti economico-finanziari delle aziende regolate dei comparti elettricità e gas hanno dimostrato una stabilità sconosciuta in altri contesti, mentre la qualità tecnico-commerciale dei servizi regolati non solo non è arretrata, ma ha mantenuto una progressione in positivo. Ora, le aziende operanti nel campo dell'elettricità e del gas stanno seguendo un *trend* di recupero e sviluppo (specie infrastrutturale) migliore di altri ambiti economico-industriali nazionali. È, questo, un modello che può essere replicato anche in altri settori ad alta intensità infrastrutturale ed per altri servizi a rete.

Nell'energia, il *trend*, per quanto positivo, va comunque sostenuto, anche con ulteriori interventi che consentano di perseguire: un *mix* di coperture meno petrolio-dipendente e più competitivo; mercati ed utilizzi energetici sempre più efficienti; più avanzate adeguatezza e sicurezza infrastrutturali; un contenimento degli oneri fiscali o parafiscali (quali gli *oneri di sistema* elettrico) a carico dei consumatori; un continuo miglioramento, quindi, dell'economicità e della qualità dei servizi elettricità e gas.

Analizzando l'organizzazione ed il funzionamento dei mercati, con particolare riferimento ai profili della loro concorrenzialità ed efficienza, si registrano ancora forti ed importanti asimmetrie tra il settore elettrico, che sicuramente vive una fase più avanzata, e quello del gas, il cui assetto competitivo non risulta ancora sufficientemente sviluppato e che ancora richiede importanti interventi infrastrutturali, di liberalizzazione e regolazione procompetitivi.

In tale direzione, rilevanti disposizioni di riforma sono state previste dalla più recente normativa primaria di riferimento; esse impegneranno la stessa Autorità nelle conseguenti e necessarie attività di implementazione.

MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

MERCATO ALL'INGROSSO

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, è ridotto a meno del 30% del totale della produzione. Tuttavia in alcune zone geografiche del Paese e per alcuni servizi di dispacciamento (riserva di potenza, bilanciamento etc.), il mercato all'ingrosso è ancora lontano da quello proprio di mercati concorrenziali.

In particolare, in alcune delle zone geografiche si riscontra un livello di competizione piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna (Isole), dovute principalmente alla inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare (Continente).

L'andamento dei *prezzi zionali* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) dal 2005 al 2009 testimonia tali differenze strutturali. Infatti, l'analisi dei dati rivela - dal 2005 al 2008 - una crescita sostenuta dei prezzi in tutte le zone ma con un *trend* assai più marcato in Sicilia (+91% in Sicilia rispetto ad un incremento compreso fra il 44% e il 52% nelle altre zone); il 2009 registra un brusco calo dei prezzi ma in misura nettamente inferiore in Sardegna rispetto alle altre zone (-11% in Sardegna rispetto ad una diminuzione compresa fra il 26% e il 32% nelle altre zone). L'andamento degli ultimi anni sembra così consolidare il divario fra i prezzi nelle Isole e nel Continente. Assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2009 i prezzi nel Continente sono aumentati - a seconda della zona - fra lo zero e il 5% mentre i prezzi in Sicilia e Sardegna sono aumentati rispettivamente del 40% e del 36%.

Particolarmente critica è la situazione del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), mercato nel quale il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, che per sua natura è caratterizzato da una struttura dell'offerta più concentrata di quella propria del mercato all'ingrosso propriamente detto. Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro prestazioni tecniche, possono essere efficacemente ed efficientemente chiamati da Terna a eseguire le azioni che di volta in volta si rendono necessarie per mantenere, in sicurezza, l'equilibrio tra immissioni e prelievi.

Di grande rilevanza appaiono le novità introdotte dall'art. 3, comma 10, del Decreto Legge n. 185/08 (c.d. "D.L. Anticrisi"), convertito nella Legge n. 2/09, che contiene le indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella istituzione di un nuovo *mercato infragiornaliero* dell'energia, al posto dell'attuale *mercato di aggiustamento*, nella riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, nella nuova disciplina degli impianti essenziali e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha provveduto a dare attuazione alla riforma prevista dalla Legge 28 gennaio 2009, n. 2, mentre l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli *impianti essenziali* (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore ed in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Questa nuova disciplina degli impianti essenziali, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall’anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall’elevatissima concentrazione dell’offerta propria del MSD.

La nuova disciplina adottata dall’Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un’equa remunerazione dei produttori, prevedendo, tra l’altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione.

Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall’Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L’adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1900 MW di riserva di *potenza a salire* e poco meno di 500 MW di riserva di *potenza a scendere* con differenti profili orari di impegno.

Un ulteriore miglioramento per l’efficienza del MSD dovrebbe prodursi, a partire dall’anno in corso, con la riforma del mercato che Terna sta implementando nel rispetto dei principi delineati nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, che dà attuazione alle disposizioni di cui all’articolo 3, comma 10, lettera d), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09.

Con riferimento al mercato all’ingrosso propriamente detto, le situazioni più critiche si registrano, come accennato in precedenza, nelle zone Sicilia e Sardegna.

Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano 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 unilaterale. Esso è misurato dalla indispensabilità (cosiddetta *pivotalità*) della capacità produttiva riferibile ad un medesimo operatore (o raggruppamento di operatori) ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria a Terna per garantire la sicurezza del sistema).

In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l’indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno complessivo di potenza (ovvero la somma del fabbisogno di energia e del fabbisogno di riserva di potenza) così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche in MSD. La situazione del mercato all’ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita – fra i diversi produttori, stante l’estrema facilità, in mercati geograficamente così ristretti e con un’interazione continua, di verificare le reciproche strategie.

Del resto, le Isole, come già evidenziato, sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli delle altre aree del Paese. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili interamente a differenze nella struttura di costo del ri-

spettivo parco produttivo quanto, piuttosto, al potere di mercato unilaterale di cui godono i produttori in Sardegna e Sicilia, come evidenziato dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica in Sicilia e nelle zone ad essa interconnesse, nel periodo compreso tra novembre 2008 e gennaio 2009.

Con riferimento alla Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante criticità del sistema elettrico dell'isola in termini di adeguatezza; nel periodo oggetto di indagine, non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la Sicilia si è trovata in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE).

Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le Isole e il continente. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e il Lazio – attesa progressivamente in esercizio fra l'anno in corso e il 2012 – dovrebbe migliorare la concorrenza in Sardegna. Assumendo a riferimento i livelli di capacità di interconnessione del 2009, la capacità di importazione dal Continente aumenterà di 120 MW nell'anno in corso e di 500 MW entro il 2012 mentre la capacità di esportazione verso il Continente aumenterà di 150 MW nell'anno in corso e di 800 MW nel 2011. Ancora più critica appare la situazione in Sicilia a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria: l'entrata in operatività è infatti prevista solo dopo l'anno 2012 (i lavori sono comunque già stati avviati); l'incremento di capacità dovrebbe essere estremamente rilevante: +1000 MW di capacità di importazione dal Continente e +900 MW di capacità di esportazione verso il Continente. Queste problematiche relative alla sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica hanno portato, nel corso degli anni, non solo a fenomeni di temporanei black out ma anche a forti oscillazioni del prezzo dell'energia elettrica.

Per tutte queste ragioni (esigenze di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale sulle isole maggiori), il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legge 22 gennaio 2010, n. 3. Le ragioni d'urgenza poste alla base del Decreto Legge traggono fondamento dall'aggravarsi delle criticità segnalate sia a causa dei ritardi nella messa in esercizio delle infrastrutture di rete programmate sia per la riduzione dei margini di riserva, intesi come differenza, in alcune ore particolarmente critiche, tra disponibilità di produzione o importazione di energia elettrica sull'Isola (offerta) e fabbisogno di energia (domanda).

Terna, tramite una comunicazione inviata al Ministero dello Sviluppo Economico ed all'Autorità per l'energia individua:

a) in Sicilia, margini di esercizio molto ridotti a causa:

- dell'andamento del fabbisogno di potenza in aumento;
- della capacità produttiva installata sostanzialmente invariata;
- del tasso di indisponibilità per accidentalità di produzione superiori alla media;
- degli interventi di manutenzione straordinaria e di lunga durata dei gruppi di produzione di grande taglia;

b) in Sardegna, condizioni di esercizio critiche che possono compromettere la sicurezza e la continuità del servizio elettrico a causa:

- dei sistemi di difesa che si basano sulla capacità di interrompere il carico senza preavviso a fronte di eventi rilevanti legati alla perdita di capacità di produzione (scatto dei gruppi di produzione); essi risultano essere di grande taglia e di affidabilità molto più limitata rispetto a quella statistica;
- delle limitazioni e vincoli di immissione in rete;
- dei margini di esercizio particolarmente esigui.

Per fronteggiare le suddette situazioni di rischio, il Decreto Legge prevede l'istituzione di un nuovo servizio volto a garantire, con la massima disponibilità, affidabilità e continuità, la possibilità di riduzione istantanea dei prelievi dalla rete, operata da soggetti titolari di centri di consumo, da attuare secondo le istruzioni impartite da Terna.

MERCATI A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09; ed anche per tale finalità il GME sta completando una modifica della propria disciplina, prevedendo l'allungamento dell'orizzonte temporale dei prodotti a termine negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), come disposto dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, in attuazione delle disposizioni di Legge.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato spot* caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati a termine*, soprattutto quelli regolamentati, sono ancor oggi, a più di 5 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo nelle transazioni negoziate su piattaforme non regolamentate (OTC) e, comunque, per prodotti con orizzonti temporali raramente superiori all'anno. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate nel mercato dei contratti bilaterali.

Lo sviluppo di mercati a termine è stato del resto a lungo caldeggiato dall'Autorità che, tra l'altro, ha sottolineato nel documento di consultazione DCO 27/08 come, al fine di promuovere gli investimenti in impianti caratterizzati da elevati costi fissi, sia opportuno abbinare allo sviluppo dei mercati a termine misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è, infatti, un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.

Al tempo stesso, si deve considerare che gli 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) sono particolarmente esposti al rischio che i prezzi che si realizzeranno nel mercato all'ingrosso nel futuro non siano sufficientemente maggiori dei costi variabili da consentire di remunerare adeguatamente i costi fissi (rischio mercato). Ciò anche perché gli impianti di base sono spesso caratterizzati da:

- bassa flessibilità tecnica (che può costringerli a produrre anche quando il prezzo di mercato è inferiore al loro costo variabile);
- scarsa correlazione tra il loro costo variabile ed il prezzo di mercato nelle ore più "pregiate", generalmente ore di punta. In queste ore il prezzo di mercato è invece correlato al costo del combustibile degli impianti meno efficienti.

La disponibilità di strumenti di copertura dal rischio mercato (quali i contratti di lungo periodo) consente quindi di ridurre la rischiosità e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base.

Inoltre va sottolineato come sia opportuno, al fine di consentire alla concorrenza di produrre i suoi effetti, continuare, in linea con quanto previsto nella Legge n. 2/09, ad aumentare il grado di trasparenza dei mercati, pur evitando la facilitazione di comportamenti collusivi taciti. La scarsa trasparenza sulle scelte del periodo di manutenzione dei propri concorrenti ha verosimilmente condizionato la scelta di molti operatori di pianificare per il mese di agosto del 2009 le manutenzioni dei propri impianti non potendo valutare adeguatamente il livello dell'offerta. Gli uffici dell'Autorità hanno in corso un'attività di analisi sull'elevato livello dei prezzi registrato nel mese di agosto 2009 e la sua relazione con la manutenzione degli impianti di produzione e delle linee di interconnessione con l'estero.

INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Per facilitare il processo di armonizzazione e di integrazione dei mercati elettrici nazionali è stato avviato da ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione europea) il processo "Iniziativa Regionali" allo scopo di costruire dei mercati fortemente integrati a livello "regionale", come fase intermedia di spinta verso la realizzazione di un vero mercato unico europeo. Pur rappresentando un pregevole tentativo di favorire una reale integrazione dei mercati nazionali, le "Iniziativa Regionali" europee – su cui il *terzo pacchetto* pone particolari aspettative – devono essere sostenute in maniera tale da scongiurare il rischio che l'armonizzazione abbia luogo tramite l'adozione di modelli di mercato che avvenga al ribasso, favorendo Paesi, in taluni casi, particolarmente in ritardo in termini di apertura e liberalizzazione.

Appare quindi particolarmente delicata, nonché degna di sostegno governativo, la rappresentanza degli interessi dell'Italia sia nella Regione elettrica Centro-Sud (di cui l'Autorità italiana è leader) sia, più in generale, in ambito ERGEG al fine di evitare che sia imposta l'implementazione, su scala regionale o dell'intera UE, di modelli di mercato che, non tenendo in debito conto le caratteristiche di certi sistemi elettrici, come quello italiano, possano ingenerare degli extra-oneri su detti sistemi, sia nel breve che nel lungo periodo.

Tale criticità è particolarmente rilevante nel caso del mercato elettrico. E' evidente, infatti, che Paesi (non l'Italia) in cui permane un operatore (quasi) monopolista, che assicura la fornitura della quasi totalità dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento (riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione di congestione etc.), possono permettersi di farsi promotori di architetture di mercato relativamente "rozze" facendo leva sulla *moral suasion* verso il loro operatore dominante, ovvero imponendogli implicitamente ulteriori obblighi operativi.

Laddove invece, come in Italia, il sistema sia caratterizzato da una pluralità di produttori in concorrenza fra loro, è più forte l'esigenza di meccanismi e regole di mercato idonee a fare emergere appieno le economie insite sia nell'esercizio coordinato degli impianti di produzione e degli elementi di rete, sia nella programmazione coordinata degli investimenti a lungo termine in generazione e trasmissione effettuati da una pluralità di soggetti. Ciò richiede tipicamente, come è testimoniato anche dall'evoluzione dei sistemi elettrici del Nord-Est degli Stati Uniti, l'adozione di architetture di mercato più avanzate che producano segnali trasparenti e non distorti circa il valore dei diversi servizi (energia elettrica, riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione delle congestioni etc.); ciò nei vari nodi/zone della rete di trasmissione, sia nel breve che nel lungo termine.

Fermo restando l'obiettivo principale di conseguire la piena convergenza dei mercati nazionali ai fini della creazione del *mercato europeo dell'energia*, occorre intanto attuare una maggiore e più intensa partecipazione a livello europeo anche nello sviluppare progetti specifici come il *market coupling* – che già sarà operativo dal 2010 con la Slovenia - con gli altri Paesi europei (ovvero dei progetti che ricerchino maggiore coordinamento degli esiti dei mercati europei e che tengano conto dell'effettivo impatto degli esiti di ciascun mercato sugli altri, date le effettive possibilità di scambi transfrontalieri). Progetti in grado di aumentare anche sensibilmente l'efficienza degli scambi transfrontalieri ma che, se non ben concepiti, potrebbero costringere l'Italia ad adattare la propria architettura di mercato a quella di Paesi con caratteristiche molto differenti e, peraltro, meno avanzati ed efficienti.

Infine, e con particolare riferimento agli interessi italiani ed al settore elettrico, resta urgente la conclusione dei negoziati con la Svizzera per fissare sollecitamente accordi vincolanti che consentano un sostanziale sviluppo in termini di integrazione dei mercati e degli scambi a livello regionale ed europeo, nonché procedure che assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi.

In questo senso, il recepimento del *Terzo Pacchetto Energia*, che dovrà avvenire entro il 3 marzo 2011, potrebbe essere l'occasione per sviluppare in maniera più sinergica e coordinata gli interventi di sviluppo delle reti di elettricità e gas che saranno proposti dai TSO (gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica e trasporto gas) e sottoposti non solo al vaglio dei Paesi membri ma anche della Commissione e della costituenda Agenzia europea per la cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia (ACER), ai fini della verifica di compatibilità con le esigenze del mercato unico.

L'Autorità conferma la piena disponibilità e l'interesse ad una interlocuzione istituzionale sempre più approfondita, anche sviluppando analisi e proposte circa gli assetti organizzativi, i mercati e lo sviluppo infrastrutturale energetici, continentali europei, mediterranei, medio-orientali ed intercontinentali, aventi comunque impatti sui sistemi energetici na-

zionale e della UE. Tutto ciò sulla base dell'esperienza e della responsabilità che l'Autorità sta sviluppando nell'ambito degli organismi e delle iniziative (regionali all'interno della UE e nei Balcani; per il Mediterraneo; gemellaggi e formazione) tese a promuovere sempre più utili e necessarie collaborazioni o cooperazioni internazionali fra Regolatori di settore, nonché sulla base della partecipazione alla suddetta ACER e dell'ICER (confederazione mondiale dei Regolatori, recentemente attivata).

MERCATO AL DETTAGLIO

Come è noto, il mercato al dettaglio dell'energia elettrica è libero dal luglio del 2007. Permangono tuttavia differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi, che si traducono poi in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato. Per questo, il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125 è intervenuto prevedendo, all'art. 3, che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica le condizioni standard di erogazione del servizio e definisce, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita sono tenute ad inserire nelle proprie offerte commerciali".

L'Autorità dunque, in forza di tale Decreto, aggiorna trimestralmente i prezzi di riferimento destinati ai clienti in regime di *maggior tutela*, i clienti cioè che non hanno ancora optato per il mercato libero. Tale aggiornamento avviene sulla base dell'andamento atteso del costo di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, il quale stima il quantitativo di energia elettrica all'ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei clienti serviti in regime di *maggior tutela*, e indice delle aste per approvvigionarsi di tali quantitativi.

In base ai costi consuntivi, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la *maggior tutela* applica ai clienti finali.

Il prezzo così determinato, riflette dunque i costi formati nel mercato, permettendo quindi agli operatori presenti sul mercato di proporre offerte concorrenziali (processo che l'Autorità, da un lato, incoraggia, dall'altro sorveglia).

I clienti domestici passati al mercato libero nel periodo 1 luglio 2007 - 30 settembre 2009 sono l'8,2% del totale, mentre per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 30% sono servite a condizioni di libero mercato. I tassi di *switching* superiori al settore domestico si spiegano sia per una maggiore maturità di tale segmento (che è *idoneo* da più tempo, dal 2004) sia per una maggiore facilità di indirizzare l'azione commerciale da parte dei fornitori.

ONERI DI SISTEMA

Gli *oneri di sistema* non sono dei veri e propri costi inerenti il mercato, trattandosi appunto di *oneri*, fissati per Legge e destinati alla copertura di diverse voci di spesa (di seguito det-

tagliate), pagati in *bolletta* da tutti i clienti finali. Essi tuttavia, rappresentando circa l'8% del costo totale di una *bolletta tipo* (dato primo trimestre 2010), incidono significativamente sul costo dell'energia elettrica e, per questo, influenzano direttamente la competitività del mercato elettrico nel nostro Paese.

In particolare, gli oneri generali di sistema sono oggi rappresentati da:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 68,4% degli *oneri di sistema* - questi incentivi verranno esaminati in dettaglio nel capitolo successivo, "Stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili");
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 5,6%);
- oneri per il *decommissioning* nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 17,4%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari al 2,3%);
- sostegno alla *ricerca di sistema* (A5 pari a circa l'1,8%);
- *bonus elettrico* (4,5%)¹.

Come si può notare, 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*.

Altre problematiche relative agli oneri generali di sistema sono legate a:

- profili di iniquità redistributiva: 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;
- doppia fiscalità: gli oneri generali di sistema, pur essendo, in sostanza, dei prelievi parafiscali, sono ugualmente assoggettati, come tutto il resto della *bolletta* elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.); peraltro, il fatto che tali oneri non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende difficilmente giustificabile tale assoggettamento, che peraltro incide in maniera molto consistente sui costi per utenti finali, con un impatto complessivo di oltre 500 M€ l'anno;
- destinazione di alcuni prelievi al Bilancio pubblico; gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e plu-

¹ Questi valori, sono riferiti al I° trimestre del 2010 per l'utente di tipo domestico, in '*regime di maggior tutela*', ovvero che usufruisce delle '*condizioni economiche*' fissate dall'Autorità per l'energia, ovvero le famiglie che non hanno ancora scelto di cambiare fornitore.

riennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)”, dispongono un prelievo di 135 milioni di euro complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle *bollette* elettriche, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema), un vero e proprio prelievo di tipo fiscale, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato; si tratta di un prelievo fiscale non trasparente, poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura.

POSSIBILI INTERVENTI VOLTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL MERCATO ELETTRICO

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

a) Potenziamento delle reti di trasporto

La tempestiva realizzazione delle infrastrutture di rete previste dal piano di sviluppo della rete di trasmissione di Terna - specialmente le infrastrutture di interconnessione fra il Continente e le Isole (Sardegna e Sicilia) e, all'interno del Continente, fra la zona Sud e la zona Centro-Sud - permetterebbe di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali. Pertanto è essenziale porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture. In tal senso, sono da giudicare positivamente alcuni recenti interventi legislativi – ad esempio quanto disposto all'articolo 27, comma 24, della Legge n. 99/09 - volti ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture di rete.

b) Obbligo di cessione di *Virtual Power Plant* nelle Isole

Fino alla piena entrata in esercizio delle nuove interconnessioni tra ciascuna delle due Isole e il Continente (analisi precedente), e pur a valle del Decreto Legge 23 gennaio 2010, n. 3, potrebbe rendersi opportuno imporre, su ciascuno degli operatori che detenga potere di mercato, l'obbligo di cedere la disponibilità di parte della propria capacità produttiva attraverso lo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP), definito nella Direttiva 2009/72/CE come una misura atta a “promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato”². La cessione di VPP da parte di Enel ed E.ON con riferimento alla zona Sardegna è già prevista dalla deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. Misure analoghe non sono tuttavia previste per la Sicilia³. Ciò è particolarmente preoccupante in quanto le attuali condizioni di mercato della Sicilia sono caratterizzate da un elevatissimo grado di concentrazione sia sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica che sul mercato per il servizio di dispacciamento. Il qua-

² Considerando n. 37 della Direttiva citata.

³ Con il termine Sicilia si fa riferimento alla macrozona Sicilia composta dalla zona Sicilia e dal polo di produzione limitata di Priolo.

dro è reso più critico dalla potenziale inadeguatezza del sistema elettrico in Sicilia in un limitato ma non trascurabile numero di ore dell'anno, anch'essa, come visto, tra le ragioni del citato Decreto Legge n. 3/10

c) Realizzazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

La pur rilevante nuova capacità produttiva attivata nell'ultimo quinquennio non è riuscita né ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico né ad incrementare in misura corrispondente il grado di concorrenza del mercato elettrico. Ciò è verosimilmente dovuto all'assenza di coordinamento tra sviluppo della rete di trasmissione da una parte e localizzazione e dimensionamento degli investimenti in capacità produttiva dall'altra. Al fine di porre rimedio a tale imperfezione del disegno di mercato e in conformità a quanto previsto dal Decreto Legislativo 379/03, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione n. 10/09, una nuova disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva. Tale disciplina prevede che Terna, attraverso strumenti di mercato, si approvviogioni di disponibilità di capacità produttiva - su un orizzonte temporale pluriennale e per le diverse zone del mercato elettrico - sufficiente a garantire l'adeguatezza dell'intero sistema. Tale meccanismo consentirebbe di indirizzare le nuove realizzazioni di capacità produttiva nelle aree del Paese in cui è massima la loro utilità, sia ai fini dell'adeguatezza del sistema che a fini concorrenziali. Il meccanismo proposto promuoverebbe contestualmente la concorrenza a lungo termine ed aumenterebbe la contendibilità del mercato.

d) Completamento dei mercati a termine

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e la concorrenza nel mercato all'ingrosso. La disponibilità di strumenti di copertura contro il rischio mercato consente altresì di ridurre il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. D'altra parte, uno degli ostacoli allo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo liquidi è rappresentato dagli elevati costi di transazione e in particolare quelli relativi al costo delle garanzie. Sulla rimozione di tali ostacoli, l'Autorità, come si è detto in precedenza, ha proposto l'introduzione di meccanismi che riducono i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di contratti di lungo periodo standardizzati.

e) Efficienza degli impianti di generazione

Il divario tra la capacità di generazione elettrica installata e censita come efficiente dal Gestore della rete e la potenza che risulta poi effettivamente disponibile per le diverse destinazioni consentite, specie alla punta della domanda è un elemento essenziale ai fini della sicurezza, ma anche dell'economicità del sistema elettrico. Per questo, l'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03 prevede che "gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle Attività Produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio". È essenziale dunque che venga emanato al più presto il Decreto previsto

dalla norma citata con cui verranno definiti gli *standard* di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. A tal fine, l'Autorità già a suo tempo ha formulato adeguate proposte in merito.

MERCATO DEL GAS NATURALE

Sotto il profilo della concorrenzialità, il mercato del gas presenta ancora oggi livelli di per sé bassi e di certo molto inferiori rispetto a quelli propri del settore elettrico. Basti rilevare che, a quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora circa il 70% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera (le cosiddette vendite innovative). Del restante 30%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari all'11% e all'8%. Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione, per questi soggetti, scende dal 30% a circa il 15%.

Centrali rimangono inoltre le tematiche relative alla situazione proprietaria delle infrastrutture di importazione, stoccaggio e trasporto (oggi ancora sotto il controllo del Gruppo Eni, operatore dominante) e ad una loro possibile gestione terza ed indipendente.

La stessa Eni: è proprietaria della massima parte della produzione nazionale; controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas); detiene o controlla tutte le infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ad eccezione del solo terminale di rigassificazione di Rovigo; detiene o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio; assicura (attraverso una società controllata) la gestione del servizio di dispacciamento.

Nonostante la realizzazione di alcuni potenziamenti dei gasdotti di importazione e l'entrata in servizio del rigassificatore di Rovigo, la dotazione infrastrutturale (rigassificatori, gasdotti, stoccaggi) del Paese rimane insufficiente sia ai fini dello sviluppo della competizione sia ai fini di una gestione in sicurezza dei rischi connessi ad un eventuale inverno particolarmente rigido o ad eventuali temporanee interruzioni, anche accidentali, di anche uno solo dei maggiori gasdotti di importazione.

Le criticità legate alle carenze infrastrutturali sono state evidenziate con nettezza nel recente passato dalle gravi crisi di approvvigionamento, costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani, 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); perfino a fronte dell'attuale congiunturale eccesso di offerta, derivante dalla crisi economica, tali criticità determinano il persistere di un elevato divario tra prezzi registrati nei principali mercati europei e quelli prevalenti nelle negoziazioni al *Punto di scambio virtuale* (PSV) nazionale.

La crisi ha pure messo ancor più in evidenza l'incapacità del sistema infrastrutturale, ed in particolare del sistema di stoccaggio, di approfittare delle favorevoli situazioni di *prezzi spot* largamente inferiori a quelli dei contratti di lungo termine.

Per valutare le criticità del sistema gas è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non a livello annuale (come impropriamente viene spesso proposto) ma a livello giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile.

Il fatto che la capacità annuale di importazione e produzione superi la domanda annuale non è il sintomo di una situazione di eccesso di offerta; è solo un requisito, necessario e non sufficiente, per soddisfare la domanda tenendo conto del suo profilo stagionale.

Una più corretta valutazione⁴ porta a ritenere che in Italia un sistema del gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 80 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo ha apportato appena 25 Mmc/g aggiuntivi.

La situazione di deficit infrastrutturale è quindi con tutta evidenza grave e duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque differite nel tempo; si registrano difficoltà e ritardi nello sviluppo delle infrastrutture sia di stoccaggio (l'ultimo potenziamento dello stoccaggio risale a due anni fa e si tratta di un mero miglioramento tecnico della capacità già esistente) che di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione).

Nei prossimi anni è quindi possibile che, in caso di problemi su uno dei principali metanodotti di importazione, occorra, ancora una volta, assumere, come da tre anni a questa parte, misure tempestive atte a mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati⁵.

4 L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 330 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi il rigassificatore di Rovigo e i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 600 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi.

Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 450 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori a tale livello in caso di freddo particolarmente intenso.

Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda. Altrettanto evidente è che in questa situazione, se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

5 In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla nor-

Per assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, è necessario un livello di offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda, ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di offerta; eccesso presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale. Tale situazione condiziona peraltro sempre più anche il settore elettrico, posto che oltre il 55% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale.

MERCATO ALL'INGROSSO

L'assenza di mercati liquidi e della disponibilità, a costi ragionevoli, dei necessari strumenti di flessibilità continuano a condizionare fortemente gli esiti del mercato all'ingrosso, il grado di integrazione verticale del settore (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio-lungo periodo tra soggetti distinti) e, quindi, il grado di concorrenza nel mercato al dettaglio.

L'assenza di una borsa liquida del gas comporta innanzitutto che le condizioni prevalenti nei contratti di fornitura continuino a rispecchiare la struttura di costo propria dei contratti *take or pay* di lungo periodo dell'operatore dominante; a tale effetto va però aggiunto quello – non meno rilevante – di un notevole aumento dei costi di transazione e del rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante (operante tanto all'ingrosso che al dettaglio), il quale non abbia precedentemente negoziato accordi (o preaccordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso e dei necessari strumenti di flessibilità.

Alcuni recenti interventi legislativi hanno cercato di dare risposta, almeno in parte, alle criticità sopra evidenziate: in particolare l'articolo 30 della Legge n. 99/09 dispone che il Gestore del mercato elettrico (GME) organizzi e gestisca la Borsa del gas e che, in particolare, il GME, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima Legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Sebbene l'avvio della Borsa del gas non garantisca di per sé la nascita di un mercato regolamentato davvero liquido, si tratta di un primo importante passo in tale direzione. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio, ancora fortemente carat-

mativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas, sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo di reintegrazione dei maggiori oneri sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione alimentati ad olio combustibile, con un conseguente aggravio pagato in tariffa dai consumatori.

Le politiche di emergenza, oltre ad obbligare gli esercenti a modificare il proprio mix produttivo verso combustibili meno "puliti" e più costosi del gas, vincolano l'Autorità ad adeguare le proprie deliberazioni in materia, intaccando anche la stabilità regolatoria indispensabile per il mercato.

terizzato da un'elevata discriminazione di prezzi non giustificabili sulla sola base delle diverse caratteristiche del prelievo.

È importante sottolineare che la presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale o, almeno, di misure che inducano un comportamento di offerta concorrenziale è una condizione fondamentale perché la Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno non solo fortemente distorti, ma anche facilmente (e senza costo rilevante) condizionabili, per non dire governabili, da parte dell'operatore dominante Eni; ciò che finirebbe per svuotare di significato detti segnali di prezzo.

Considerazioni analoghe valgono con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale. In presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale, o di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di forte concorrenza, l'Acquirente unico potrebbe, così come nel settore dell'energia elettrica, approvvigionarsi sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni serviti nell'ambito dei meccanismi di tutela cui vengono applicati i prezzi di riferimento. Prezzi di riferimento che sarebbero quindi determinati sulla base dei prezzi pagati da Acquirente unico sul mercato, daché i prezzi di mercato rifletterebbero dinamiche concorrenziali. Nell'attuale contesto di mercato, invece, tali prezzi rifletterebbero, verosimilmente, l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.

I recenti interventi legislativi sul mercato all'ingrosso del gas, di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 3 del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito nella Legge 3 agosto 2009, n. 102, che hanno imposto all'operatore dominante un obbligo di offerta (*gas release*) a condizioni predefinite, non potevano dare piena soluzione all'assenza di una struttura concorrenziale nell'offerta; ciò a causa della episodicità della misura prevista, del particolare momento dell'anno in cui essa è entrata in vigore, della sostanziale impossibilità di accesso diretto o indiretto dei consumatori di piccola dimensione (famiglie e PMI) e della ridotta dimensione, sia in termini quantitativi che di estensione temporale, che hanno caratterizzato l'obbligo di offerta.

Ciononostante, la *gas release* ha avuto l'indubbio beneficio di rendere disponibile un segnale di prezzo trasparente, che consente a tutti i clienti finali di poter valutare più correttamente le condizioni economiche previste nelle proprie forniture.

Analoghe considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni di cui al comma 3, articolo 3, del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, che sono volte appunto a rendere disponibili al mercato le necessarie risorse di flessibilità sia con riferimento ai servizi di bilanciamento che di stoccaggio, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. La disponibilità per il mercato di tali strumenti è necessaria, tra l'altro, per ridurre i rischi e i costi di transazione connessi all'acquisizione dei clienti nel corso dell'anno termico e, in generale, per gestire efficientemente le variazioni nei profili di prelievo dei clienti finali e nelle condizioni economiche e tecniche che caratterizzano gli approvvigionamenti a monte.

Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3 del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n.102/09, l'Autorità ha già posto in atto una serie di interventi volti ad aumentare la flessibilità dei servizi di stoccaggio e bilanciamento.

MERCATO AL DETTAGLIO

Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, come visto anche nel settore elettrico, il Legislatore ha voluto garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni)⁶. L'Autorità, dunque, continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti. Ciò, attraverso *prezzi di riferimento*, aggiornati trimestralmente per tenere conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso; questi, come già illustrato, sono fortemente legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. L'aggiornamento avviene sulla base delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti, così da garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale.

Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio, al 30 settembre 2009 la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, che risultano essere transitati nel mercato libero è pari a circa il 7%.

Si tratta di numeri molto bassi, a sette anni dall'apertura del mercato finale del gas naturale e specie se confrontati con il settore elettrico; essi dipendono essenzialmente da:

- un esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- un forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio;
- la relazione/integrazione verticale tra le società di distribuzione, cui le procedure di *switch* prevedono l'invio delle relative richieste, e il venditore *incumbent* nell'area; quest'ultimo può avvantaggiarsi di informazioni privilegiate facilmente reperibili per mettere in atto strategie volte a contenere la perdita di clienti;
- 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 di-

⁶ Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell'imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall'art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale Decreto, finalizzato a realizzare un "*ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali*" che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all'Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all'elettricità e al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall'art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, "*anche successivamente all'apertura dei mercati*". Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall'art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell'estendere al settore dell'energia elettrica il potere dell'AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all'apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.

stribuzione, con costi gestionali sostenuti e conseguente minore spinta verso nuovi clienti;

- l'ancor insufficiente grado di informazione dei clienti finali e la loro capacità di esprimere una domanda largamente consapevole.

L'Autorità ha già allo studio una riforma organica di tutta la disciplina dello *switch* per limitare il più possibile gli ostacoli di tipo operativo che, aumentando i costi e le asimmetrie informative, creano barriere all'ingresso di nuovi operatori; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas.

AMBITI TERRITORIALI

Il settore del gas, presenta ancora margini di ottimizzazione al fine di ridurre ulteriormente il costo del servizio per i clienti finali. In particolare la distribuzione del gas presenta un assetto molto frammentato sia dal punto di vista delle responsabilità amministrative (6500 concessioni sono oggi poste in capo ai singoli Comuni), sia dal punto di vista del numero di operatori (circa 350); tale assetto non è ottimale né dal punto di vista del perseguimento delle economie di scala, né dal punto di vista della concorrenza sul versante della vendita, rappresentando l'eccessivo numero di interlocutori una barriera all'ingresso di nuovi operatori.

In più circostanze, l'Autorità ha auspicato che si pervenisse ad un assetto delle concessioni di distribuzione che aggregasse le località territoriali in modo tale da ridurre sensibilmente gli ambiti di concessione, al fine di adottare strumenti di *governance* adeguati e idonei a sviluppare il servizio in modo efficiente, sicuro e affidabile.

Il recente schema di Decreto interministeriale, cui l'Autorità ha dato il proprio parere favorevole (deliberazione PAS 2/10), 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 certo riordino verso un assetto ottimale, che potrà essere perseguito in futuro anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal Decreto medesimo.

POSSIBILI INTERVENTI ATTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL SETTORE GAS

Gli interventi, possibili e necessari al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel gas naturale, dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

MISURE AD EFFETTO IMMEDIATO

a) Gas release e Borsa del gas

Al fine di ridurre l'elevatissima concentrazione dell'offerta nel mercato all'ingrosso del gas naturale, ostacolo allo sviluppo di una vera e propria Borsa del gas, si potrebbero introdurre,

per via legislativa, obblighi all'operatore dominante di offerta a condizioni predefinite e per volumi di gas sensibilmente superiori a quelli che hanno caratterizzato la recente *gas release*; un'offerta a cui possa accedere tutta la domanda, con un orizzonte pluriennale coerente con lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio.

b) Interventi nella distribuzione

Per le concessioni di distribuzione gas, è essenziale che vengano tempestivamente emanate regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, entrambi peraltro propedeutici alla riduzione del numero dei bacini di utenza. Tutto ciò può ridurre i costi di transazione, favorire l'entrata di nuovi operatori e in definitiva offrire al cliente finale nuove possibilità di fruire di un servizio efficiente a condizioni economiche sempre migliori.

MISURE STRUTTURALI CON EFFETTI ATTESI NEL MEDIO PERIODO

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

Il dispacciamento fisico del gas, che comporta interventi correttivi dell'esito del mercato, normalmente legati alle modalità di gestione della rete e degli stoccaggi, deve essere svolto da un soggetto terzo rispetto al mercato. Ne consegue la necessità e l'urgenza di separare proprietariamente le attività di trasporto e di dispacciamento, come peraltro già legislativamente previsto in Italia fin dalla Legge 27 ottobre 2003 n. 290 (sollecitata nel 2006 con voto biparte dalla X Commissione della Camera) ed ancora in attesa del DPCM di attuazione. L'attuazione delle leggi già esistenti si rende ancor più urgente e necessaria alla luce della recente approvazione, avvenuta il 13 luglio 2009, del c.d. *Terzo pacchetto* di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia, in vigore dal 3 settembre 2009 e che fissa al 3 marzo 2011 il termine entro il quale gli Stati membri devono adeguarsi alle nuove disposizioni.

b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia, detenuti dall'operatore dominante

Lo sviluppo di un mercato competitivo richiede pure il trasferimento a Snam Rete Gas, una volta resa terza dall'Eni, dei diritti sul trasporto internazionale, specie quelli precedenti le normative di liberalizzazione del sistema. Di fatto l'esistenza di un operatore indipendente che disponesse anche dei diritti di trasporto internazionali consentirebbe allo stesso di partecipare, in modo più proattivo e più orientato al mercato, alle iniziative di sviluppo dei gasdotti transfrontalieri, nonché alla creazione di un *hub* italiano per il Sud Europa.

c) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio

Appare oggi necessario e urgente che le aziende a cui sono affidati importanti monopoli tecnici regolati come lo stoccaggio (con ricavi assicurati da tariffe e rischio di impresa molto contenuto) garantiscano, accanto ad una soddisfacente tutela degli interessi degli azionisti, anche progressi continui in termini di sviluppo infrastrutturale e di economicità, qualità, adeguatezza e sicurezza dei servizi. Non diversamente dal trasporto dunque, l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi può far recuperare il ritardo nello sviluppo di nuova capacità, presupposto necessario per un'evoluzione in senso concorrenziale dei servizi di stoccaggio e della loro regolazione .

d) Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio

Ai fini di accelerare l'emergere di competitori attivi sul mercato italiano sarebbe certamente opportuna la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* di produzione (modello Genco già sperimentato nel settore elettrico). Tale misura non dovrebbe riguardare solo i campi di produzione nazionale ma anche i giacimenti nazionali esauriti o in via di esaurimento nella disponibilità dell'Eni; la misura dovrebbe comprendere i campi *off-shore*.

e) Tetti antitrust

L'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010) non ha dato gli effetti sperati in quanto finora Eni ha sostanzialmente eluso tali vincoli attraverso il ricorso alla cessione, pre-frontiera nazionale, del gas. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato tale da consentire di abbassare progressivamente la percentuale fino al valore già applicato per il settore elettrico (50%) in tempi certi (ad es. entro al 31 dicembre 2015). Il vincolo antitrust dovrebbe, dopo tale transitorio, rimanere al 50 % senza alcuna scadenza temporale, come per il settore elettrico. La riformulazione dovrebbe impedire di eludere il vincolo stesso mediante le cosiddette *vendite innovative* pre-confine italiano.

TUTELA DEI CONSUMATORI ED AGEVOLAZIONI SPECIALI

TUTELA DEGLI UTENTI CONSUMATORI NEL SETTORE ELETTRICO E NEL GAS

L'Autorità per l'energia, nel pieno rispetto delle finalità istitutive e degli indirizzi di politica energetica contenuti nelle leggi di settore, ha sempre operato per promuovere la concorrenza e al contempo tutelare il consumatore. Tale azione si è concretizzata nelle misure adottate nel campo delle tariffe, della qualità del servizio, della promozione della competitività, della trasparenza dei comportamenti commerciali, oltre che negli interventi volti ad incentivare l'efficienza energetica. Attraverso la regolazione, i clienti finali hanno recuperato tutele, diritti e potere contrattuale.

Nello specifico, le linee di intervento più direttamente riconducibili alla tutela dei consumatori in senso stretto – oltre quindi alla regolazione delle condizioni economiche dei servizi e agli interventi più focalizzati sulla promozione della concorrenza – si possono raggruppare in:

- interventi che hanno inciso sulla qualità del servizio;
- interventi che hanno migliorato l'informazione a disposizione dei clienti finali;
- interventi che hanno rafforzato la tutela individuale.

QUALITÀ COMMERCIALE E TECNICA

L'obiettivo del miglioramento della qualità del servizio elettrico e gas è stato perseguito attraverso obblighi di servizio, standard specifici e generali di qualità commerciale e meccanismi incentivanti orientati a migliorare la continuità del servizio elettrico e la sicurezza del servizio gas; ciò ha consentito di assicurare al consumatore italiano una qualità certa, progressivamente uniforme (per quanto riguarda la continuità del servizio) ed in continuo miglioramento sul territorio. Nel settore elettrico, il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento sostanzialmente ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione. Questo miglioramento nella durata delle interruzioni è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud del Paese, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi. Il meccanismo introdotto dall'Autorità prevede che le imprese distributrici siano soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni, ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiore a un secondo.

Sono risultati inoltre particolarmente efficaci gli standard di qualità unici nazionali relativi al servizio di distribuzione (tempi per attivazioni o disattivazioni, per preventivazione od esecuzione lavori) con indennizzi automatici a favore dei clienti finali nel caso di mancato

rispetto degli standard stessi per causa degli operatori. Il meccanismo è stato introdotto in sostituzione della precedente disciplina della *Carta dei servizi* ed i risultati ottenuti sono di indubbio rilievo. Di fatto dal 2000 sono stati pagati, ad esempio, ai soli consumatori elettrici circa 27 milioni di euro di indennizzi e da gennaio 2009 gli indennizzi a favore dei clienti vengono anche raddoppiati o triplicati a seconda del ritardo nella esecuzione della prestazione. Da luglio 2009 sono stati infine introdotti nuovi indennizzi a favore dei clienti nel caso in cui il venditore non abbia provveduto tempestivamente alla rettifica di fatture non corrette, per i casi di doppia fatturazione o qualora non abbia risposto in modo completo ad un reclamo entro quaranta giorni solari dal ricevimento.

Con riferimento alla sicurezza del servizio gas, si può innanzi tutto confermare un progressivo miglioramento degli aspetti della sicurezza promossi dai meccanismi incentivanti e dall'attività di vigilanza dell'Autorità; la percentuale della rete ispezionata ha superato di oltre il 45% le percentuali minime obbligatorie. Complessivamente, le ispezioni effettuate per l'intero settore gas rispettano ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04. In riferimento ai livelli minimi individuati dall'Autorità (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione) i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento, il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60 minuti. A fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è progressivamente diminuito fino al valore medio nazionale di 33 minuti.

L'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazione di terzi rimane pressoché invariata sia a livello del totale nazionale, sia della tipologia dimensionale dei distributori. Più nel dettaglio, per i grandi distributori si è rilevato che il numero di dispersioni localizzate per kilometro di rete è diminuito.

L'Autorità ha inoltre introdotto alcune novità riguardo ai *call center* commerciali dei venditori, fissando obblighi di servizio minimi a partire dal 1° gennaio 2008, che riguardano la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate per il cliente, almeno da rete fissa e l'informazione ai clienti con la pubblicazione su internet e sulle bollette del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate. Sono stati inoltre fissati livelli standard per l'accessibilità al *call center*, per il tempo medio di attesa e per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) con l'obiettivo di limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate. L'Autorità provvede a pubblicare una "graduatoria" della qualità dei *call center*, con aggiornamenti semestrali. La pubblicazione comparativa persegue il fine di migliorare la qualità delle risposte e di avviare un confronto virtuoso fra gli operatori.

Oltre all'impegno volto a garantire la qualità dei servizi commerciali, l'Autorità ha continuato a sostenere una intensa attività per migliorare la qualità tecnica (continuità del servizio elettrico, sicurezza del servizio gas).

La regolazione della qualità commerciale, della continuità e della sicurezza interessa indistintamente i clienti che scelgono condizioni economiche e contrattuali regolate ed i clienti del mercato libero alimentati in bassa e media tensione o per i clienti gas in bassa pressione.

MISURE PER I MERCATI LIBERALIZZATI

La completa liberalizzazione del mercato della vendita dell'energia elettrica e del gas ha posto l'Autorità di fronte alla necessità di individuare strumenti ulteriori atti a:

- promuovere la concorrenza aumentando la fiducia dei clienti nel mercato della vendita, tramite regole di correttezza e trasparenza per lo svolgimento dell'attività commerciale dei venditori (Codice di condotta commerciale);
- consentire ai clienti finali di svolgere un ruolo attivo: fornendo loro gli strumenti per il confronto delle offerte disponibili, permettendo agli stessi di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali sottoscritte a mezzo di schede di confrontabilità, mettendo a disposizione uno strumento che consente di trovare le offerte più convenienti nel mercato (*Trova offerte*), facendo emettere bollette più trasparenti;
- mantenere un adeguato livello di tutela per i clienti che si affacciano sul mercato libero, dove le condizioni economiche e contrattuali non siano regolate dall'Autorità, ma siano negoziate tra le parti;
- mantenere un adeguato livello di tutela per i clienti più vulnerabili.

CODICE DI CONDOTTA COMMERCIALE

Il Codice di condotta commerciale (del. n. 126/04 e del. n. 105/06) si applica nei rapporti tra venditori e clienti finali alimentati in bassa tensione per il settore elettrico e clienti con consumi non superiori a 200.000 Smc anno per i clienti di gas naturale. Esso fissa regole di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare nelle fasi di promozione delle offerte, di conclusione del contratto e di modifica del contratto già stipulato. L'obiettivo è quello di garantire al cliente la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute, e permettere così allo stesso di trarre vantaggi dal mercato scegliendo tra diverse offerte in modo consapevole ed informato.

In particolare, il Codice stabilisce: che nello svolgimento delle attività di commercializzazione, qualunque sia la tecnica utilizzata, i venditori devono fornire in modo trasparente tutte le informazioni relative alle offerte; che i contratti devono essere leggibili e comprensibili per tutti i clienti e che il venditore non possa unilateralmente modificare le condizioni contrattuali senza informare con adeguato anticipo il cliente finale, che può eventualmente recedere senza oneri.

Sono stati anche introdotti obblighi specifici (del. n. 272/07) per gli esercenti elettrici che svolgono congiuntamente il servizio di maggior tutela e la vendita al mercato libero per consentire al cliente finale di comprendere con maggior chiarezza in quale contesto avvie-

ne il contatto. Gli obblighi introdotti riguardano *call center*, punti di contatto sul territorio e contratti di fornitura.

L'Autorità ha anche stabilito che, per poter meglio confrontare le proposte ricevute dai venditori, al cliente elettrico debba essere consegnata una scheda (del. n. 110/07), redatta secondo uno schema uniforme predisposto dall'Autorità, che riepiloga le condizioni economiche proposte dal venditore e dettagliate nel contratto e che, nel caso dei clienti domestici, riporta un riquadro contenente il calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte che il cliente sosterebbe aderendo all'offerta proposta comparata con la spesa che lo stesso cliente sosterebbe aderendo alle condizioni economiche regolate (servizio di maggior tutela).

IL TROVA OFFERTE E L' ELENCO VENDITORI DI ENERGIA ELETTRICA

Il *Trova offerte* è uno strumento semplice, reso disponibile dall'Autorità per l'energia sul proprio sito (www.autorita.energia.it) per mettere a confronto le offerte di numerose società di vendita.

Il *Trova offerte* è un sistema di ricerca che consente al cliente finale, inserendo alcune informazioni che sono presenti nella sua *bolletta*, di individuare e confrontare le proposte di fornitura di energia elettrica. L'adesione dei venditori al *Trova offerte* è volontaria e fra aprile (mese di pubblicazione dello strumento) e dicembre 2009 hanno aderito 23 venditori, tra cui tutti quelli che operano sull'intero territorio nazionale.

A tutela dei consumatori, l'Autorità ha stabilito che per poter aderire al *Trova offerte* le imprese di vendita devono essere state preventivamente ammesse all'*Elenco dei fornitori di energia elettrica* (venditori) che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità stabiliti dalla stessa Autorità (l'elenco, ugualmente ad iscrizione volontaria, è consultabile sempre sul sito internet dell'Autorità).

Lo strumento *Trova offerte* è basato su una piattaforma informatica e potrà essere via via aggiornato per migliorarne con continuità il funzionamento anche per tener conto delle tipologie di eventuali nuove offerte presentate sul mercato o di nuove avvertite dai consumatori. Nel corso del 2010 il *Trova offerte* verrà potenziato per contenere anche le offerte gas, le offerte dual fuel, nonché le offerte rivolte ai clienti non domestici.

LA BOLLETTA

La *bolletta* costituisce un fondamentale canale di comunicazione tra fornitori e consumatori, oltre ad essere il principale strumento di verifica dei dati di consumo e della spesa sostenuta. La *bolletta*, arricchita e resa più leggibile, può così costituire, per il consumatore, una base di informazione utile per confrontare le offerte economiche.

In particolare, dopo l'intervento portato a termine sulla *bolletta* elettrica nel 2006 (del. n. 152/06), nel corso del 2009 è stato portato a termine un articolato processo di consultazione secondo la metodologia dell'analisi di impatto della regolazione (A.I.R) che ha portato all'adozione di una nuova direttiva sulla trasparenza delle *bollette* elettrica e gas. La nuova

direttiva (del. ARG/com 202/09) ha unificato la disciplina della trasparenza nei due settori e ha introdotto condizioni minime di trasparenza che devono essere seguite da tutte le imprese di vendita che forniscono clienti alimentati in bassa tensione o clienti del mercato gas con consumi annui non superiori a 200.000 Smc. La nuova *bolletta*, a cui le società di vendita dovranno adeguarsi a partire dal 1° gennaio 2011, fornisce al cliente informazioni sui prelievi di energia e sul loro andamento nel tempo, sia per una migliore valutazione delle offerte presentate dai nuovi venditori sia per consentire al cliente stesso di razionalizzare i propri consumi. Essa fornisce inoltre alcune informazioni aggiuntive per agevolare il cliente nel rapporto con il fornitore (ad esempio, un recapito per inoltrare reclami scritti o richieste di informazioni, le procedure in caso di tardivo o mancato pagamento della *bolletta*), prevedendo, tra l'altro, uno "spazio" per le comunicazioni dell'Autorità ai clienti. Periodicamente, come previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009, a mezzo della *bolletta* dovranno essere trasmesse inoltre informazioni sul mix di fonti.

MODALITÀ E TEMPISTICHE PER IL RECESSO

Accanto alle definizioni delle procedure che regolano la tempistica e le modalità con cui procedere al cambio fornitore, l'Autorità ha regolato le modalità e tempistiche per il recesso (del. n. 144/07) dei clienti domestici e non domestici dai contratti di vendita (limitatamente ai clienti alimentati in BT o con consumi annui di gas non superiori a 200.000 Smc). Il cliente finale domestico ha diritto di recedere dal contratto, anche se di fornitura congiunta, in qualsiasi momento con un preavviso non superiore a un mese, mentre per il cliente non domestico il preavviso non può essere superiore a tre mesi.

Inoltre, per tutelare il cliente contro comportamenti dilatori e poco trasparenti del fornitore, è stato stabilito che qualora il cliente finale, anziché un contratto di fornitura, sottoscrivere una proposta contrattuale, il venditore deve confermare l'accettazione della stessa proposta entro un termine massimo di 45 giorni; in caso contrario, la proposta si intende revocata, lasciando libero il cliente di ricercare una nuova offerta.

Infine qualora il consumatore domestico eserciti il diritto di cambiare fornitore, sarà il nuovo venditore a dover direttamente inoltrare il recesso al vecchio venditore, semplificando quindi al consumatore la procedura ed evitando eventuali equivoci o contrattempi per la continuità tecnica e commerciale del servizio.

Per quanto riguarda i contratti di fornitura alcune delle previsioni in vigore solo per i clienti elettrici che scelgono le condizioni economiche e contrattuali fissate dall'Autorità, già fissate nel 1999, sono state estese ai clienti del mercato libero con riferimento nello specifico alle previsioni in tema di morosità (del. ARG/elt 04/08). In particolare, sono state migliorate le modalità con cui il cliente deve essere preavvisato; è stato reso obbligatorio un periodo di riduzione della potenza (ridotta al 15% della potenza disponibile) prima della sospensione per i clienti già dotati di misuratori elettronici messi in servizio; si sono esclusi dal distacco i clienti non disalimentabili individuati come:

- i clienti finali identificati ai sensi del Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico della delibera CIPE n.9 del 6 novembre 1979 e s.m.i;

- i clienti in gravi condizioni di salute a cui è stata riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus sociale);
- i clienti finali diversi da quelli precedentemente identificati per i quali, sino a quando sono rimasti serviti dall'impresa distributrice, non è stata prevista da parte della medesima la sospensione della fornitura in relazione alle funzioni di pubblica utilità svolta dai medesimi.

RECLAMI

L'Autorità ha posto tra le proprie attività strategiche anche quella di rafforzare la capacità di rispondere alle richieste di tutela da parte di singoli consumatori. Sulla base delle prime evidenze nel nostro Paese e più in generale dell'esperienza già maturata in altri Paesi (quale ad esempio il Regno Unito), è stato chiaro fin dai primi mesi del 2007 come la liberalizzazione dei mercati elettrico e gas, con particolare riferimento alla clientela domestica, avrebbe comportato sia la necessità di una maggiore informazione sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne le opportunità sia, al contempo, un significativo incremento del contenzioso tra clienti finali e fornitori del servizio.

Alla luce di tali circostanze l'Autorità ha rinnovato nel corso del 2009 il Protocollo di intesa con il Consiglio Nazionale dei Consumatori ed Utenti perseguendo i seguenti obiettivi:

- migliorare l'informazione nella disponibilità dei clienti finali attraverso la diffusione delle informazioni utili per la comprensione del nuovo assetto dei mercati energetici;
- promuovere l'educazione al consumo attraverso attività orientate a favorire la consapevolezza dei clienti finali relativamente ai propri diritti e ad un uso consapevole dell'energia;
- formare il personale delle Associazioni dei consumatori attraverso attività di aggiornamento periodico;
- potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

SPORTELLO PER IL CONSUMATORE

Con l'istituzione dello *Sportello per il Consumatore* (del. GOP 28/08 e 41/09) e la sua gestione mediante avvalimento di Acquirente unico ai sensi della Legge n. 99/09, l'Autorità ha risposto in particolare alle esigenze di:

- assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori in un contesto che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità;
- assicurare un facile accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentano al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere ad una scelta consapevole del proprio fornitore.

Lo *Sportello* costituisce un punto di contatto unificato per il consumatore, attraverso i seguenti canali:

- un *call center*, dotato di numero verde e caratterizzato da livelli effettivi di qualità almeno pari agli standard fissati dall'Autorità per i *call center* dei venditori, con la deliberazione 19 giugno 2007, n. 139/07;
- una *Unità reclami*, che sulla base di un Regolamento approvato dall'Autorità, gestisce, applicando la regolazione vigente, i reclami e le segnalazioni dei clienti finali relativamente alla qualità dei servizi e agli aspetti contrattuali.

ATLANTE DEI DIRITTI DEL CONSUMATORE

Sempre al fine di promuovere il rispetto delle tutele già stabilite per il cliente finale di energia, l'Autorità ha pubblicato l'*Atlante dei diritti del consumatore domestico di energia elettrica e di gas*: uno strumento, aggiornato e di agevole consultazione, per verificare le regole previste dall'Autorità ed i conseguenti diritti da far valere. L'*Atlante* vuole anche essere un mezzo utile alle Associazioni dei consumatori per fornire indicazioni, circa le diverse forme di tutela definite dall'Autorità, ai cittadini che si rivolgono ad Esse: dell'attivazione di una nuova fornitura, della stipula di un contratto, del cambio di fornitore, del pagamento delle bollette, dei servizi post fornitura. La prima edizione dell'*Atlante* tiene conto della regolazione emanata dall'Autorità fino al 15 gennaio 2010 e verrà aggiornata periodicamente con successive pubblicazioni sul sito dell'Autorità stessa.

IL BONUS PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA

Il Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 ha istituito una riduzione della spesa per le forniture di energia elettrica (*bonus elettrico*) da riconoscere alle famiglie in disagio economico ed in stato di disagio fisico, demandando all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la fase attuativa di tale agevolazione sociale.

Ai sensi del succitato Decreto, e del successivo Decreto Legge 185/08 come convertito con Legge 2/09, le famiglie in disagio economico sono state individuate nei nuclei famigliari con limite ISEE di 7.500 euro per la generalità dei casi e con limite di 20.000 euro per i nuclei famigliari con più di 3 figli a carico.

La deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08 prevede, inoltre, che il diritto al *bonus elettrico* sia concesso per le forniture elettriche ad uso domestico con potenza impegnata fino a 3 kW, per un numero di persone residenti fino a quattro e fino a 4,5 kW, se il numero di persone residenti è superiore a quattro.

Coerentemente con le disposizioni del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'ammontare del *bonus* per disagio economico, differenziato in base al numero dei componenti della famiglia, è stato fissato dall'Autorità in modo tale da determinare una riduzione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica dell'utente tipo⁷, al netto delle imposte, di circa il 20 per cento.

⁷ L'utente tipo di energia elettrica è quello che consuma, con riferimento all'abitazione di residenza, 2700 kWh all'anno ed impegna 3 kW di potenza.

Indipendentemente dal livello ISEE, le famiglie possono ottenere il bonus sociale anche nel caso in cui attestino, tramite un certificato rilasciato dall'ASL (o un'autocertificazione se il loro punto di fornitura è compreso come punto non interrompibile negli elenchi PESSE dell'impresa di distribuzione della loro zona), che presso di loro vive un soggetto che necessita di apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita.

Il Decreto 28 dicembre 2007 individua nel Comune di residenza il soggetto deputato a raccogliere ed ammettere le istanze, mentre demanda all'Autorità l'individuazione del soggetto materialmente titolato all'erogazione del bonus.

Operativamente, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE o di certificazione ASL, presenta istanza di *bonus* al proprio Comune di residenza che ammette la domanda ed inoltra i dati essenziali al distributore di energia elettrica competente per territorio; questo è il soggetto individuato dall'Autorità come titolato ad erogare il beneficio a valere sulle *bollette* elettriche.

Per assicurare la corretta gestione dei flussi informativi del sistema - processo che vede coinvolti circa 8100 comuni e 150 imprese di distribuzione di energia elettrica - e garantire l'automatizzazione dei principali controlli sulla correttezza e sulla validità delle istanze, è stata realizzata, su indicazione dell'Autorità, una piattaforma informatica centralizzata chiamata SGATE (Sistema per la Gestione delle Tariffe Elettriche). Tale sistema è stato sviluppato da ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), attraverso la propria struttura operativa ANCITEL S.p.A..

Il sistema è operativo dall'inizio dell'anno 2009. Per le istanze presentate entro il 30 giugno 2009, inoltre, era previsto il diritto al godimento del bonus retroattivamente per tutto l'anno 2008.

Le domande presentate alla fine dell'anno 2009 erano oltre 1.300.000; quelle già in fase di erogazione da parte delle imprese distributrici di energia elettrica oltre 1.000.000.

Per la copertura degli oneri è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata As) che viene applicata alla generalità dei clienti (domestici e non) ad esclusione dei soggetti che godono del *bonus*; tale componente, per un utente tipo non agevolato, è pari a circa 1,5 euro nell'anno 2010. Il *bonus* rappresenta quindi un valido strumento di solidarietà tra consumatori, offrendo un apprezzabile beneficio ai bisognosi con un modestissimo onere per tutti gli altri consumatori.

Il *bonus elettrico* ed il *bonus gas* (trattato di seguito) sono cumulabili.

Il sistema SGATE rappresenta un sistema informatico altamente innovativo per le funzionalità svolte, per la tipologia dei dati trattati, nonché per l'ampiezza della copertura territoriale. La pluralità di soggetti coinvolti (comuni, province, unioni di comuni, CAF, imprese di distribuzione, cittadini) ha richiesto l'elaborazione di sofisticati strumenti di gestione,

la cui realizzazione ha impegnato significative risorse, sia in fase di analisi e progettazione che in fase di sviluppo applicativo del sistema.

Le evoluzioni del quadro normativo, inoltre, hanno comportato, e comportano tuttora, la necessità di continui sviluppi delle funzionalità del sistema (quali ad esempio l'estensione del *bonus* alle famiglie numerose e l'automatismo di accesso al *bonus elettrico* per i beneficiari della Carta acquisti di cui al Decreto Legge 112/08).

Gli oneri per la realizzazione del progetto SGATE comprendono anche attività relative alla formazione diretta per il personale dei Comuni e quelle relative al *call center* per l'assistenza ai Comuni ed alle imprese di distribuzione di energia elettrica.

La creazione, lo sviluppo e la manutenzione della piattaforma informatica SGATE per il periodo 2008 - 2010 si basa su una convenzione stipulata tra l' ANCI e l'Autorità con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2008, GOP 45/08. Tale convenzione fissa in 7 milioni di euro (più IVA) gli oneri necessari alla realizzazione del progetto nel suddetto periodo.

L'articolo 2, comma 5 del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 prevede che i maggiori oneri sostenuti dai Comuni per l'espletamento delle attività previste dal medesimo Decreto, ivi inclusi gli oneri relativi alla realizzazione, allo sviluppo ed alla manutenzione di SGATE trovino copertura finanziaria nelle disponibilità del Fondo di cui al comma 362 della Legge 27 dicembre 2006, n. 296. Tali somme è previsto che siano rese disponibili attraverso un apposito Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico. In attesa della messa a disposizione dei suddetti fondi, l'Autorità ha anticipato ad ANCITEL gli importi dovuti per lo sviluppo di SGATE, come previsto dalla convenzione (il 50% dell'onere complessivo al completamento dell'avvio del sistema e di tutte le attività previste per l'anno 2008) attingendo dal conto As.

IL BONUS PER LA FORNITURA DI GAS

Il Decreto Legge n. 185/08, come convertito con Legge n. 2/09, ha esteso il diritto, già previsto per i clienti del settore elettrico, alla riduzione della spesa per la fornitura di gas naturale, a far data dal 1 gennaio 2009; *bonus* riservato alle famiglie economicamente svantaggiate, ivi compresi i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica.

Con deliberazione 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 e successive modifiche ed integrazioni, l'Autorità ha dato attuazione operativa al sistema di riduzione della spesa, in coerenza con le disposizioni dello stesso Decreto Legge n. 185/08; si tratta di una riduzione della spesa, differenziata per zone climatiche onde tener conto delle diverse esigenze di riscaldamento, parametrata al numero dei componenti della famiglia, e differenziata in base al tipo di utilizzo del gas (cottura cibi, acqua calda sanitaria, riscaldamento) in modo tale da determinare una riduzione media della spesa dell'utente tipo⁸, al netto delle imposte, di circa il 15 per cento.

⁸ L'utente tipo di gas naturale ha riscaldamento autonomo e consuma 1.400 metri cubi all'anno per l'abitazione.

Ai fini dell'erogazione del *bonus gas*, l'Autorità ha distinto due diverse categorie di clienti: quelli diretti e quelli indiretti: i primi sono intestatari di un contratto di fornitura di gas individuale; i clienti indiretti, invece, sono quelli che, utilizzando impianti condominiali centralizzati, non sono intestatari di un contratto di fornitura di gas.

Operativamente, quindi, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE presenta istanza di *bonus gas* al proprio Comune di residenza. Il soggetto individuato dall'Autorità per l'erogazione del *bonus* è il distributore gas a valere sulle *bollette* gas. Nel caso dei clienti indiretti, invece, il *bonus* viene erogato *una tantum* mediante lo strumento del bonifico domiciliato attraverso Poste Italiane.

I soggetti coinvolti nella gestione del *bonus* (Comuni, distributori gas e Poste Italiane) scambiano i dati, necessari alle verifiche sulla validità delle istanze ed all'erogazione dei *bonus*, tramite SGATE, il sistema informatico già realizzato per la gestione del *bonus elettrico* che è stato e verrà ulteriormente arricchito di funzionalità, trasformandosi in un sistema informatico integrato che gestisce le agevolazioni sia con riferimento all'energia elettrica che al gas.

Il sistema è operativo dal 15 dicembre 2009. Per le istanze che verranno presentate entro il 30 aprile 2010 è previsto il godimento del *bonus* retroattivamente per tutto l'anno 2009.

Considerati i necessari processi di verifica e validazione della singola domanda, i primi *bonus gas* verranno erogati a partire dalla primavera 2010. E' previsto inoltre che i soggetti che godranno della retroattività, indipendentemente dal fatto che siano o meno intestatari di un contratto di fornitura, ricevano la quota di *bonus* relativa all'anno 2009 in un'unica soluzione tramite bonifico domiciliato di Poste Italiane. Il *bonus gas* ed il *bonus elettrico* sono cumulabili.

L'integrazione di SGATE per la gestione del *bonus gas* per il periodo 2009 - 2012 si basa su una integrazione alla succitata convenzione stipulata tra l'ANCI e l'Autorità con deliberazione GOP 45/08. L'integrazione alla convenzione fissa in 6,540 milioni di euro (più IVA) gli oneri necessari alla realizzazione del progetto. E' previsto inoltre che negli anni 2011 e 2012 la piattaforma SGATE gestisca il *bonus elettrico* e il *bonus gas* in maniera completamente integrata.

Per la copertura degli oneri derivanti dal *bonus gas*, inclusi i costi di integrazione del sistema SGATE, è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata Gs) che viene applicata alla generalità dei clienti non domestici. Parte dell'onere, tuttavia, è previsto che sia coperto da fondi stanziati con Decreto Legislativo n. 26/07 per l'anno 2009 e dalle leggi finanziarie per gli anni successivi. Per l'anno 2009 i fondi stanziati ammontano a 49,5 milioni di euro.

AGEVOLAZIONI TARIFFARIE PER LE POPOLAZIONI DELL'ABRUZZO COLPITE DAL SISMA

In attuazione di quanto disposto dal Decreto 12 ottobre 2009 del Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, al fine di garantire un risparmio nella spesa energetica

alla popolazione dei comuni colpiti dal sisma del 6 aprile 2009, l'Autorità, con la deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09, ha previsto agevolazioni tariffarie per le forniture di energia elettrica, di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

Tali agevolazioni riguardano le componenti tariffarie a copertura dei servizi regolati; non riguardano le componenti dei prezzi di energia elettrica e gas a remunerazione delle attività in concorrenza.

Le agevolazioni, valide per un periodo di 36 mesi, a decorrere dal 6 aprile 2009, sono riconosciute a tutti gli utenti che, alla data del 5 aprile, erano titolari nei Comuni terremotati di un contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas, anche nel caso in cui, a seguito del sisma, siano stati costretti a spostare la propria fornitura in Comuni diversi da quelli ove risiedevano prima del sisma.

In particolare per le forniture di energia elettrica, è previsto l'azzeramento di tutti gli *oneri di sistema* e la riduzione (nella misura del 100% per le famiglie e del 50% per le altre utenze diverse dalle famiglie e dall'illuminazione pubblica), delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Per un utente tipo l'agevolazione consentirà un risparmio medio di circa 100 euro/anno per la fornitura di energia elettrica.

Per il gas è prevista una riduzione (100% per le destinazioni d'uso domestico e del 50% per le altre destinazioni) delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura. Per un utente tipo l'azzeramento di tali componenti tariffarie consentirà un risparmio medio tendenziale di ulteriori circa 140 euro/anno per la fornitura di gas.

Per le utenze domestiche è previsto anche l'azzeramento dei costi per i nuovi allacci nei complessi abitativi individuati dal Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, ovvero per le attivazioni, volture o subentri che si dovessero rendere necessari a seguito della chiusura della precedente fornitura non più utilizzabile a causa dei danni subiti.

I minori ricavi alle imprese distributrici, derivanti dalle suddette agevolazioni, è previsto che vengano compensati dalla *Cassa conguaglio per il settore elettrico* nell'ambito dei meccanismi di perequazione generale. In particolare gli oneri derivanti dalle agevolazioni riguardanti il settore elettrico, stimabili in circa 20 milioni di euro, sono posti a carico della componente tariffaria UC3; quelli relativi al gas (sia gas naturale che gas diversi) stimabili in circa 10 milioni di euro, sono posti a carico della componente tariffaria UG1.

Sempre in osservanza delle disposizioni del Decreto 12 ottobre 2009 del Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, l'Autorità ha previsto che, con riferimento agli importi relativi alle fatture per consumi di energia elettrica e gas, i cui termini di pagamento sono stati sospesi ai sensi dell'articolo 9 dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 9 aprile 2009, n. 03754, come modificata dall'articolo 5 dell'ordinanza del 17 giugno, n. 3782, sia prevista la possibilità di rateizzazione fino ad un periodo di 24 mesi, senza il pagamento di interessi a carico dei clienti finali.

Le nuove agevolazioni sono inoltre cumulabili, per chi ne avesse diritto, con i *bonus elettrico e gas*, già fissati dall'Autorità a favore delle famiglie in condizioni di disagio economico o fisico e delle famiglie numerose.

Sempre con riferimento al tema *bonus*, la deliberazione ARG/com 185/09 prevede la possibilità che i soggetti già aventi diritto al *bonus* elettrico possano continuare a percepirlo anche nel caso in cui la fornitura nell'originaria abitazione di residenza risulti sospesa a causa dell'evento sismico.

STATO DI UTILIZZO E INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

Le fonti rinnovabili sono oggetto di notevole attenzione anche a livello europeo e mondiale. Negli ultimi anni si sta sviluppando sempre più largamente l'utilizzo delle fonti eolica, idrica (anche tramite impianti mini-idroelettrici), solare e biomassa.

A livello mondiale, dal 2004 al 2008, la potenza installata da impianti eolici è aumentata del 250%, raggiungendo 121 GW complessivi nel 2008; la potenza installata da impianti fotovoltaici si è moltiplicata per un fattore sei, raggiungendo i 16 GW; la potenza totale installata da "nuove" fonti rinnovabili (escludendo cioè i grandi impianti idroelettrici) è aumentata del 75% raggiungendo 280 GW; la potenza totale installata da tutte le fonti rinnovabili, includendo i grandi impianti idroelettrici ha raggiunto 1140 GW.

Anche in Italia l'utilizzo delle fonti rinnovabili sta diventando sempre più rilevante. I primi dati disponibili per il 2009 evidenziano una maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili del 13% rispetto al 2008 (da 58,16 TWh nel 2008 a circa 66 TWh stimati per il 2009).

In particolare, l'energia elettrica prodotta da fonte eolica è aumentata da 4.861 GWh del 2008 a circa 6.600 GWh del 2009 (+ 35%); l'energia elettrica prodotta da biomasse è aumentata da 5.966 GWh del 2008 a circa 6.500 GWh del 2009 (+10%); la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è passata da 193 GWh del 2008 a circa 1.000 GWh del 2009, con un incremento superiore al 400%. Accanto alle "nuove" fonti rinnovabili rimane determinante l'apporto degli impianti idroelettrici che hanno registrato un aumento della produzione del 13%, da 41.623 GWh del 2008 a circa 47.000 GWh nel 2009: ciò per effetto della buona disponibilità di acqua nel 2009 e degli interventi di rifacimento e potenziamento degli impianti esistenti.

Tali incrementi e la riduzione dei consumi di energia elettrica hanno fatto sì che la produzione da fonti rinnovabili abbia coperto, nel 2009, circa il 20% del consumo interno lordo italiano di energia elettrica, rispetto al 16,5% del 2008.

In Italia le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della Direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. In generale è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali, l’Autorità ha avviato un processo di riforma e di aggiornamento del quadro regolatorio relativo. Ciò anche attraverso un confronto ricco e continuo con gli operatori del settore e l’emanazione di provvedimenti in materia di: connessione alla rete; di integrazione nel mercato dell’energia prodotta (regimi di *ritiro dedicato* e di *scambio sul posto*); razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

CONNESSIONE ALLA RETE

Con l’adozione del Testo Integrato per le Connessioni Attive (delibera ARG/elt 99/08), vigente dall’1 gennaio 2009, l’Autorità ha definito un quadro di regole riguardanti la connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica. Tali regole prevedono procedure e tempistiche predefinite e, solo nel caso di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, un calcolo standardizzato del corrispettivo di connessione.

Le nuove regole, che tengono anche conto delle indicazioni contenute nella Legge Finanziaria del 2008, hanno l’obiettivo di evitare che gli effetti delle scelte operate dai distributori nella configurazione dei collegamenti si ripercuotano negativamente sui produttori. Al riguardo, si sottolineano la previsione di nuovi indennizzi automatici verso il produttore in caso di ritardi da parte dei distributori e la possibilità di intervento diretto dell’Autorità nel processo di definizione della connessione in caso di inerzia dei gestori di rete.

Si evidenzia tuttavia che i problemi relativi alla connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica sono lungi dall’essere risolti. In particolare, in alcune zone nel sud dell’Italia, sono state presentate richieste di connessione per oltre 70000 MW alla rete di trasmissione nazionale e richieste per circa 28000 MW alle reti di distribuzione. 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.

Pertanto, oltre ad un necessario intervento di razionalizzazione delle incentivazioni, su cui si ritornerà nel seguito, sono indispensabili più linee di intervento.

Occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative e 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, oltre ad 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 produzione.

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.

Nel medio termine, per consentire la gestione in sicurezza del sistema a fronte di un incremento di capacità produttiva da fonti rinnovabili quale quello previsto per rispettare gli obiettivi comunitari al 2020, è necessario procedere ad investimenti in nuova capacità di modulazione e stoccaggio (quale quella fornita dagli impianti di pompaggio).

REGIMI DI RITIRO

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), oppure mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, o, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*. Qualunque sia la modalità di accesso, l'Autorità ha, comunque, da sempre provveduto, mediante la definizione delle condizioni per il servizio di dispacciamento attuate da Terna, ad assicurare la "priorità di dispacciamento" delle fonti rinnovabili, vale a dire l'utilizzo prioritario delle fonti rinnovabili per la copertura del fabbisogno nazionale, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito con il Decreto Legislativo n. 387/03, è stato profondamente riformato, con delibera n. 280/07 dall'Autorità, disciplinando e semplificando le procedure. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2008, il ritiro non è più gestito a livello locale dai distributori, bensì dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale.

In tal modo l'iter per la cessione dell'energia elettrica è notevolmente semplificato, essendo il GSE l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

Le nuove regole non solo semplificano le procedure ma consentono, altresì, una migliore programmazione della produzione e più efficaci meccanismi di controllo. Nel 2008, la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 8 TWh e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 40 milioni di euro. Si stima che tali valori si siano mantenuti costanti anche per il 2009.

Scambio sul posto

L'Autorità ha provveduto a rivedere le modalità e le condizioni economiche per lo *scambio sul posto*, che si applica nel caso di piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento installati presso i siti di consumo di clienti finali (delibera ARG/elt 74/08, vigente dall'1 gennaio 2009). Tale revisione si è resa necessaria a seguito

dell'estensione dello scambio sul posto a impianti di potenza fino a 200 kW, al fine di consentirne l'integrazione nell'attuale sistema di mercato dell'energia elettrica.

Il Testo integrato dello *scambio sul posto* disciplina un meccanismo che consente di operare una compensazione economica (non più fisica) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e che, al tempo stesso, prevede la restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata. In pratica, è come se la rete venisse utilizzata per immagazzinare l'energia immessa quando non ci sono necessità di consumo, prelevandola poi quando serve tenendo conto dell'effettivo valore dell'energia elettrica nel tempo. Se il valore dell'energia immessa supera il valore dell'energia prelevata, viene maturato un credito che può essere utilizzato negli anni successivi oppure può essere erogato dal GSE al termine dell'anno. Soggetto erogatore del servizio non sono i distributori ma il Gestore dei Servizi Energetici che gestisce il servizio attraverso un portale informatico secondo modalità uniformi per l'intero sistema nazionale.

A seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 99/09, l'Autorità ha provveduto a modificare le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto, definendo le modalità secondo cui i Comuni con popolazione fino a 20000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto, per gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili di cui sono proprietari, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete. Come previsto dalla Legge n. 99/09, nel caso del Ministero della Difesa non si applica il limite di 200 kW, normalmente applicato in tutti gli altri casi, ai fini dell'accesso allo scambio sul posto.

Nel 2009 lo *scambio sul posto* ha interessato più di 56.000 impianti (di cui 40 cogenerativi e 35 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) e si stima che comporti un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, inferiore a 10 milioni di euro.

SVILUPPO DI GENERAZIONE DISTRIBUITA E PICCOLA GENERAZIONE

Per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, l'Autorità ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle *reti attive* (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda) e, quindi, consentire un più ampio sviluppo della generazione distribuita e piccola generazione.

Lo sviluppo di reti attive, inoltre, potrà avere effetti positivi sull'intero sistema elettrico:

- riducendo le perdite di trasporto sulle reti elettriche (meno costi per i consumatori);
- consentendo un forte sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili.

Per effetto della Legge n. 239/04, l'Autorità effettua annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione,

sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata (per l'anno 2009, delibera ARG/elt 25/09).

MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

In Italia ed in Europa, 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.

I molteplici regimi di sostegno esistenti possono essere divisi quindi in due categorie principali:

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. regimi amministrati (metodi di prezzo - *feed-in tariffs* - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

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

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la seguente suddivisione.

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 ⁹.

⁹ In termini unitari, l'onere medio della produzione Cip n. 6/92 è stato, nel 2009, pari a circa 51 €/MWh per ogni MWh prodotto (circa 125 €/MWh per le fonti rinnovabili; circa 33 €/MWh per le fonti assimilate). Tale costo si ripercuote sui clienti finali per circa 6 €/MWh per ogni MWh prelevato dalla rete (di cui poco meno di 3 €/MWh sono riferibili alle fonti rinnovabili).

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2009

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2009	[Numero]	237	88,1%	32	11,9%	269
Potenza convenzionata al 31 dic. 2009	[MW]	1.732	28,1%	4.433	71,9%	6.165
Energia elettrica ritirata	[TWh]	6,9	19,2%	29,1	80,8%	36,0
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,3	31,7%	2,8	68,3%	4,1
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,44	19,2%	1,84	80,8%	2,3
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,86	47,4%	0,96	52,6%	1,8

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

L'impatto sulla componente tariffaria A3 della bolletta evidenziato nella precedente tabella è attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, a cui si deve sommare il minor prezzo di vendita dell'energia elettrica ritirata dal GSE venduta a prezzi inferiori rispetto a quelli di mercato (aumentando quindi la differenza in capo alla componente tariffaria A3), secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico. Per l'anno 2009 si stima che poco più di 1,7 miliardi di euro siano attribuibili alla differenza tra i prezzi CIP 6/92 e i prezzi di mercato, mentre i restanti 80 milioni di euro siano attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia CIP 6/92 inferiori rispetto ai prezzi di mercato. Va peraltro rilevato che i costi a carico dei clienti del sistema elettrico sono stati sensibilmente ridotti per effetto della revisione, operata dall'Autorità, dei criteri di aggiornamento della componente CEC (costo evitato di combustibile) del prezzo di ritiro dell'energia. Per effetto della Legge n. 99/09, a decorrere dall'anno 2009, l'aggiornamento del CEC viene effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico previa proposta dell'Autorità.

Agli oneri diretti citati in precedenza, occorre tuttavia aggiungere ulteriori oneri previsti dalla normativa CIP6¹⁰ secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica CIP6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:

- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento CIP 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi) (oneri stimabili in circa 50 milioni di euro da riconoscere nell'anno 2010 con riferimento alle produzioni dell'anno 2007);
- per il possesso di permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008 e stimabili pari a circa 300 milioni di euro per l'anno 2009).

Gli oneri annuali del provvedimento CIP 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti

¹⁰ Derivanti dagli effetti del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP 6/92.

alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione CIP 6/92.

RISOLUZIONE CONVENZIONI CIP6

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 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. Tali criteri sono stati definiti in modo da garantire che gli oneri da liquidare siano mediamente inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni. Tale proposta (delibera PAS 22/09) è alla base del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico in data 2 dicembre 2009. A seguito del Decreto sono pervenute 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 della finale applicazione del Decreto.

CERTIFICATI VERDI

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti: una prima componente, posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica, che può solo essere stimata e pari, per il 2008, a circa 600 milioni di Euro; una seconda componente, generatasi in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta, posta a carico del GSE e quindi della componente tariffaria A3, che risulta pari a 630 milioni di Euro per la competenza dello stesso anno 2008. Nelle tabelle che seguono, riguardanti i primi anni di funzionamento, sono riportati i dati inerenti l'offerta di certificati verdi e le stime degli oneri indotti sui prezzi.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta							
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infragruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	187,0	3,80	2008	7,10	2,53	35,6%	0,10	1,4%	0,15	2,1%	4,29	60,4%
2008	187,8	4,55	2009	8,50								

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali.

Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 sono stimati: infatti tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri al netto dei costi di acquisto dei CV invenduti da parte del GSE

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi		
	Domanda di certificati verdi	Offerta								Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR	Certificati verdi nella titolarità del GSE	[TWh]	[€MWh]	[TWh]	[€MWh]			
2002	3.23	0.47	80.0	0.30	30.0	0.12	30.0	2.34	84.18	247	50	197
2003	3.61	0.60	78.3	0.68	30.0	0.21	30.0	2.05	82.40	243	74	169
2004	4.02	1.22	92.5	1.08	30.0	0.59	30.0	1.03	97.39	263	163	100
2005	4.48	2.36	106.9	0.33	35.0	1.52	35.0	0.14	108.92	332	317	15
2006	6.00	3.32	120.6	0.50	35.0	1.97	35.0	0.01	125.28	488	487	1
2007	5.84	2.03	85.4	0.50	35.0	3.25	35.0	0.01	125.13	306	305	1
2008	7.10	2.53	84.6	0.10	23.0	0.15	23.0	4.29	88.66	600	220	380

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità. Tale valore è stato stimato pari a circa 23 €/MWh per l'anno 2008 poichè tale anno è stato caratterizzato da un elevato prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poichè tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 non sono disponibili poichè tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3.

Per quanto concerne gli oneri a valere sulla componente tariffaria A3, essi derivano dall'obbligo di acquisto, previsto dalla Legge Finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato La legge Finanziaria 2008, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 – 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

L'effetto delle predette disposizioni è l'originarsi di un costo aggiuntivo, in capo alla componente tariffaria A3 e quindi sostenuto direttamente dai clienti finali.

Con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008-marzo 2009) si evidenzia, inoltre, la presenza di una anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV. Infatti, per tale anno in applicazione delle leggi vigenti, i soggetti all'obbligo potevano acquistare i CV nella titolarità del GSE a un prezzo pari a 88,66 euro/MWh, mentre il GSE doveva ritirare i CV invenduti (ivi inclusi quelli non ancora scaduti, previa richiesta da parte dei produttori) a un prezzo pari a 98 euro MWh.

Ciò ha chiaramente comportato una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV che si è manifestata in una drastica riduzione del numero dei CV "autopro-

dotti” rispetto agli anni precedenti mentre è notevolmente aumentato il numero dei CV acquistati dal GSE.

Nell’anno 2009, con riferimento all’obbligo 2008, il GSE ha sostenuto un costo pari a circa 1010 milioni di euro per il ritiro dei CV invenduti, che al netto del ricavo pari a circa 380 milioni di euro per la contestuale cessione di CV – determinata dall’anomalia sopra richiamata – ha determinato un onere netto aggiuntivo pari appunto a circa 630 milioni di euro che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3.

Per l’obbligo dell’anno 2009, che si concluderà nell’anno 2010, non si dovrebbe ripetere l’anomalia sopra evidenziata in quanto il prezzo di vendita, da parte del GSE, dei CV nella propria titolarità è superiore al prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti. Pertanto, nell’anno 2010, si stima che il costo che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3 per effetto dell’acquisto da parte del GSE dei CV invenduti sia pari a circa 540 milioni di euro, ciò anche per effetto dell’eccesso di offerta di certificati verdi che si sta registrando. Solo a titolo di esempio, la produzione a consuntivo dell’anno 2008 che ha ottenuto i certificati verdi è stata pari a circa 10,5 TWh: con riferimento ad essa sono stati emessi certificati verdi per circa 10,8 TWh equivalenti, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 7,10 TWh.

Per quanto riguarda gli oneri dei *certificati verdi* (CV) negli anni a venire occorre tener conto che, in base alla legge finanziaria 2008, il costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento¹¹ in quanto: associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte; ha fissato a 0,75 punti percentuali l’aumento annuo (per il periodo 2007 – 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009, il 6,05% nel 2010 e crescente fino al 7,55% nel 2012).

SPOSTAMENTO DELL’OBBLIGO DI CV IN CAPO AI VENDITORI

La logica del sistema dei CV è quella di porre un vincolo percentuale come quota da fonti rinnovabili nuove nella copertura del fabbisogno complessivo di energia elettrica e di consentire di soddisfare tale vincolo non solo tramite la realizzazione diretta di impianti rinnovabili da parte dei produttori e importatori da fonti convenzionali ma anche tramite l’acquisto di “certificati verdi” (CV) rilasciati da altri produttori da fonti rinnovabili, sotto il controllo delle autorità competenti. L’obbligo di acquisto dell’energia da fonti rinnovabili è stato inizialmente posto in capo ai produttori e importatori da fonti convenzionali, anziché a carico dei clienti (come in altre applicazioni internazionali), con i vantaggi di:

- maggiore controllabilità del sistema (i produttori sono assai meno numerosi dei clienti);
- maggiore aggregazione della domanda di fonti rinnovabili (per un produttore rinnovabile sarebbe un problema commercializzare i certificati verdi presso una molteplicità di clienti).

¹¹ Tale considerazione ha validità generale, fatta salva l’anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV per l’obbligo dell’anno 2008 descritta in precedenza.

Tuttavia, la Legge n. 99/09 ha previsto che l'obbligo di acquisto dei certificati verdi sia trasferito dai produttori ai "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo", ossia tutti i venditori di energia elettrica. Il trasferimento dell'obbligo in capo ai venditori è stato inizialmente previsto a decorrere dall'anno 2011 sulla base dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente; successivamente è stato differito di un anno dalla Legge n. 166/09.

Questa nuova disciplina di fatto altera il meccanismo e la ratio stessa dei CV - che è quella di promuovere la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili - disperdendo i destinatari dell'obbligo su una platea ampia, frammentata e difficilmente controllabile.

Verrebbe così intaccato l'obiettivo principale dei CV, che è quello di indurre la produzione di energia da fonti "verdi", cosa che i produttori (dotati anche di maggiori capacità di investimento) hanno scelto di fare principalmente in proprio. Inoltre i CV si trasformerebbero sempre più da meccanismo di mercato (e quindi autocalmierante) in mezzo amministrato.

ALTRE FORME DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

Per quanto riguarda altre forme d'incentivazioni alle fonti rinnovabili è possibile evidenziare quanto segue.

TARIFFA FISSA ONNICOMPENSATIVA E SOLARE TERMODINAMICO

- Gli impatti economici dei meccanismi di incentivazione a tariffa fissa onnicomprensiva e per il solare termico possono essere così sintetizzati: 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 fissa¹², previsti dalla Legge Finanziaria 2008, hanno apportato un onere, posto interamente a carico della componente A3 della bolletta, stimato pari a 70 milioni di euro per l'anno 2009 a fronte di una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,4 TWh¹³;
- per il solare termodinamico le prime valutazioni del rendimento atteso da impianti solari termodinamici portano a valutare l'onere per i clienti finali, sempre a valere sulla componente A3 (nell'ipotesi di pieno sfruttamento del programma di incentivazione), pari a circa 110 milioni di euro all'anno, per un totale di 2,8 miliardi di euro in 25 anni.

FOTOVOLTAICO

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più proficue al mondo.

¹² Tale tariffa ha la durata di 15 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto ed è differenziata per fonte, secondo valori che vanno da un massimo di 340 a un minimo di 180 €/MWh.

¹³ Tale onere è previsto in forte crescita negli anni successivi.

Essa è regolata dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente¹⁴ introducendovi modifiche significative. In particolare:

- si è previsto che l'acquisizione del diritto all'incentivo fosse concessa solo in seguito all'effettiva realizzazione dell'impianto;
- si è determinata una differenziazione, ma sempre su livelli molto elevati, del valore delle tariffe tra impianti integrati (impianti in cui il pannello solare è parte integrante del tetto dell'edificio), parzialmente integrati e non integrati;
- è venuta meno la soglia limite di 1 MW entro la quale dovevano essere costruiti gli impianti per beneficiare dell'incentivazione.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009 è stimato pari a circa 344 milioni di euro.

Senza altri interventi di incentivazione, a regime (vale a dire al completamento previsto dallo stesso Decreto dei 1200 MW da installare entro il 31 dicembre 2010), il costo è previsto salire a circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta elettrica.

A tali oneri vanno sommati quelli connessi agli attesi nuovi provvedimenti di incentivazione per gli anni successivi al 2010.

Se l'attuale livello di incentivazione venisse mantenuto negli anni successivi al 2010, per incentivare ad esempio ulteriori 7000 MW l'esborso salirebbe a regime a 5 miliardi di Euro all'anno, per complessivi 100 miliardi di euro in venti anni, molto superiore a quello sopportato per il CIP6.

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 più 3,5 miliardi di Euro all'anno.

In realtà, l'effettivo costo degli impianti, i progressi nell'evoluzione tecnologica, unitamente all'andamento dei prezzi di mercato, sono tali da far ritenere che la differenza sfavorevole tra il costo di produzione dell'energia generata in questi impianti e il prezzo di mercato (determinato essenzialmente da produzioni da idrocarburi, oggi più economici) si possa ridurre fino ad annullarsi nell'arco di circa 10 anni, raggiungendo la cosiddetta Grid Parity; sarebbe perciò coerente con tali ipotesi intervenire al fine di allineare progressivamente gli eventuali incentivi con i reali costi del settore.

¹⁴ In attuazione di quanto previsto dal Decreto legislativo n. 387/03, il Decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti omnicomprendenti di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

POSSIBILI INTERVENTI PER LE FONTI RINNOVABILI

E' stimabile che il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le *assimilate*) abbia superato i 2 miliardi di euro nel 2009. Una stima dello sviluppo di tale costo - legata all' eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri per il 2020 ed elaborata dall'Autorità tenendo conto di alcune ipotesi pure ragionevolmente ottimistiche (quali il raggiungimento del potenziale massimo teorico di realizzazione delle rinnovabili o una incentivazione decrescente nel tempo) - porta a ipotizzare che la spesa possa aumentare a circa 3 miliardi di euro/anno nel 2010, 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).

Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione posti a carico dei consumatori; ciò suggerisce una necessaria rivisitazione dal complesso degli stessi meccanismi.

Al fine di attenuare l'impatto che gli *oneri generali di sistema* determinano sulle *bollette* di famiglie ed imprese e rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, appare opportuno:

- dare attuazione a quanto già previsto dalla Legge n. 99/09 in materia di meccanismi volontari di risoluzione anticipata da parte dei produttori delle convenzioni CIP-6 oggi in essere; allo stesso tempo dovrebbero essere riviste le normative primarie che consentono l'accesso al meccanismo del CIP 6 di nuovi impianti, ed in particolare di quelli di recupero energetico da rifiuti, per evitare sia sovraremunerazioni di tali impianti sia il prolungamento temporale del meccanismo oltre il già lungo arco temporale previsto dalle convenzioni in essere;
- rivedere il livello e la durata delle incentivazioni concesse alle fonti rinnovabili, con particolare riferimento al solare fotovoltaico;
- ridurre tendenzialmente gli oneri sui clienti finali generati dal meccanismo dei certificati verdi (CV) riducendo nel tempo il valore del CV; ciò trova 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;
- evitare il malfunzionamento del mercato dei CV, connesso ad anomale differenze tra prezzi di cessione e ritiro del GSE, di cui si è detto in precedenza; tale condizione può essere ottenuta modificando le modalità di fissazione del prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV in scadenza, imponendo che tale valore sia inferiore al valore del prezzo di cessione dei CV nel medesimo anno;
- spostare una parte significativa degli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla *bolletta* energetica alla fiscalità generale, in modo da garantire criteri di progressività e proporzionalità nel finanziamento delle spese pubbliche; ciò in coerenza con gli aspetti e le proposte già descritte a proposito della componente *oneri di sistema* della *bolletta* elettrica.