

**SEGNALAZIONE 11 OTTOBRE 2012**  
**410/2012/I/COM**

La presente segnalazione è formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 *ter*, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge 28 gennaio 2009 n. 2, dove è 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. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello Sviluppo Economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A tale riguardo, potranno essere in particolare adottate misure con riferimento ai seguenti aspetti: a) promozione dell'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con i Paesi limitrofi; b) sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine, al fine di garantire un'ampia partecipazione degli operatori, un'adeguata liquidità e un corretto grado di integrazione con i mercati sottostanti.”*

Il presente documento reca altresì proposte per lo sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas e per la tutela dei consumatori, formulate ai sensi dell'articolo 47 della legge 23 luglio 2009, n.99, recante la disciplina del procedimento d'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza.

Il primo capitolo contiene la sintesi dei principali contenuti del documento, al fine di facilitarne la lettura e la comprensione.

Roma, 11 ottobre 2012

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*

**SEGNALAZIONE**  
**DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS**  
**SULLO STATO E SULLE CRITICITÀ DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E**  
**DEL GAS NATURALE \***

**PROPOSTE PER LO SVILUPPO CONCORRENZIALE DEI MERCATI DELL'ENERGIA**  
**ELETTRICA E DEL GAS E PER LA TUTELA DEI CONSUMATORI\*\***

\* ai sensi dell'art. 3, comma 10 *ter* del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 convertito in legge 28 gennaio 2009, n. 2

\*\* ai sensi dell'articolo 47, comma 3, lett.a) della legge 23 luglio 2009, n.99 (indicazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza)

## INDICE

PRESENTAZIONE .....	1
Sintesi descrittiva dei contenuti .....	4
1. Il quadro dei mercati europei .....	8
2. Mercato all'ingrosso del gas naturale .....	9
2.1. Quadro generale .....	9
2.2. Accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture .....	13
2.3. Criteri di accesso allo stoccaggio di modulazione .....	15
2.4. Operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento .....	16
3. Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica .....	17
3.1. Quadro generale .....	17
3.2. Evoluzione del disegno di mercato .....	21
3.3. Esigenza di coordinamento delle procedure autorizzative con il mercato della capacità .....	23
4. Mercati energetici al dettaglio .....	25
4.1. Quadro generale .....	25
4.2. Servizi di tutela – Il completamento della regolazione dei regimi di tutela della continuità della fornitura .....	27
4.3. Servizi di tutela - La tutela di prezzo .....	27
4.4. L'interazione tra i diversi operatori nel mercato retail .....	30
4.5. Consumatori attori del mercato .....	31
4.6. Compensazione della spesa per le utenze disagiate .....	31
4.7. La morosità .....	32
4.8. Aggregazione tra imprese di distribuzione .....	33
4.9. Sviluppo dei nuovi misuratori gas .....	33
5. Lo sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'integrazione nel mercato e la promozione dell'efficienza energetica .....	34
5.1. Quadro generale .....	34
5.2. Gli interventi dell'Autorità .....	36
5.3. L'energia non soggetta al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema .....	39
<i>Appendice</i> .....	40
Aspetti autorizzativi .....	40
Aspetti relativi alle connessioni .....	40
Aspetti relativi agli incentivi .....	42

## Sintesi descrittiva dei contenuti

Aprè il documento l'analisi dei mercati a livello europeo, al fine di inquadrare lo sviluppo del mercato energetico nazionale nel contesto delle dinamiche dei settori dell'energia elettrica e del gas nell'Unione Europea. Segue, poi, l'analisi dei mercati nazionali all'ingrosso del gas naturale e dell'energia elettrica, nonché dei mercati al dettaglio. Il documento tratta, quindi, dello sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e della sua integrazione nel mercato affrontando, infine, gli aspetti relativi allo sviluppo delle infrastrutture. In ciascun capitolo, dopo brevi cenni ai principali elementi di contesto, si evidenziano le maggiori criticità e si formulano, quindi, proposte, in vista dello sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

**A livello europeo**, a seguito dell'entrata in vigore delle direttive del c.d. "Terzo Pacchetto Energia", il quadro regolatorio appare sempre più caratterizzato dalla predisposizione dei c.d. codici di rete, secondo le linee guida definite dall'agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici (ACER). Tali codici - vincolanti per ciascun Stato membro al termine della procedura di comitologia - rappresentano un importante passo in avanti in vista dell'armonizzazione fra i vari Stati e dell'integrazione dei mercati europei, costituendo il riferimento essenziale per la costruzione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. In tale contesto, i principali interventi hanno riguardato i meccanismi per l'allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni per il gas naturale e l'energia elettrica.

In parallelo alla predisposizione dei codici di rete, è proseguito, su base volontaria, il processo di integrazione dei mercati nazionali a livello regionale (regioni omogenee). In particolare, nel settore dell'energia elettrica, tale approccio ha portato a significativi risultati, quali l'introduzione di servizi d'asta centralizzati per la gestione delle interconnessioni fra più regioni e l'accoppiamento dei mercati del giorno prima per l'allocazione transfrontaliera della capacità di trasporto giornaliera tra diversi sistemi nazionali (*market coupling* regionale).

Con riferimento al **mercato all'ingrosso del gas**, si evidenziano, in primo luogo e in generale, le dinamiche competitive in atto che fanno registrare una riduzione dei differenziali di prezzo rispetto ai mercati del nord Europa e la convergenza con i prezzi al PSV dei prezzi dei contratti di fornitura all'ingrosso alle imprese di vendita al dettaglio, ma anche ai clienti industriali e termoelettrici.

Queste dinamiche incidono significativamente anche sulla sostenibilità di un assetto del mercato all'ingrosso tradizionalmente caratterizzato dalle garanzie delle forniture associate ai contratti di *take or pay* di lungo periodo. Al fine di sviluppare nuove forme di garanzia, si pone l'esigenza di sviluppare strumenti innovativi per la sicurezza degli approvvigionamenti (intesa come garanzia di disponibilità di volumi di gas a prezzi ragionevoli), ad esempio nella forma di un sistema assicurativo contro i rischi di prezzo e di volume che consenta di correlare i costi di fornitura quanto più possibile ai prezzi di mercato. In più ampia prospettiva, pare dunque urgente procedere ad una definizione, a livello legislativo o governativo, degli obiettivi di interesse generale che sono perseguiti attraverso i contratti di lungo termine, attribuendo, conseguentemente, all'Autorità, in ragione delle competenze maturate su questi temi, il compito di declinare gli strumenti tecnici funzionali alla realizzazione dei suddetti obiettivi generali.

In questo quadro, emerge l'opportunità che lo sviluppo delle infrastrutture a favore della diversificazione dell'offerta, della promozione della concorrenza, nonché per la sicurezza del sistema, ancora evidenziata dalle criticità verificatesi nel febbraio 2012, sia inserito nell'ambito di una valutazione che consideri i costi ed i benefici ad esso associati dal punto di vista sistemico. Ciò è in particolare vero per lo sviluppo del sistema di infrastrutture regolate per quanto esso implica una certa misura di garanzia dei relativi ricavi che può incidere sui costi generali di sistema e, in ultima analisi, gravare sul cliente finale. Nell'ambito della valutazione delle esigenze di sviluppo infrastrutturale occorre considerare anche l'incidenza di possibili interventi volti ad aumentare l'efficienza nell'utilizzo delle infrastrutture esistenti, sia di importazione, che del sistema nazionale.

Ulteriori elementi che potrebbero contribuire sensibilmente all'incremento del livello di concorrenzialità nel mercato sono l'evoluzione dell'allocazione della capacità di stoccaggio, con l'adozione di meccanismi di mercato (non limitati soltanto ad una quota dello stoccaggio di modulazione), in coerenza con quanto previsto dal Regolamento (CE) n. 715/2009 ed il completo superamento degli attuali criteri di allocazione, basati su vincoli di destinazione d'uso, che le recenti evoluzioni normative hanno solo parzialmente rimosso. Si ritiene, quindi, auspicabile il completo superamento degli attuali criteri di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione mediante l'adozione di meccanismi di mercato per l'allocazione di tutta la capacità di stoccaggio. Quanto al servizio di trasporto, si rileva che l'istituzione di un solo operatore a livello nazionale, che agisca come interfaccia unica e indipendente per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto, permetterebbe di superare le inefficienze e di ridurre gli oneri amministrativi legati all'attuale presenza di più operatori. Alla luce di ciò, l'individuazione della controparte unica a livello nazionale potrebbe avvenire modificando le norme in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto, nel senso che, ove l'impresa non si avvalga della facoltà di designare l'impresa maggiore di trasporto come gestore di sistema indipendente, essa sia, comunque, tenuta ad affidare alla medesima impresa maggiore di trasporto almeno la gestione commerciale delle attività funzionali all'accesso e all'erogazione del servizio di trasporto e di bilanciamento sulla propria rete.

Con riguardo al **mercato all'ingrosso dell'energia elettrica** si osserva il costante e progressivo ridimensionamento del potere di mercato dei principali operatori, specie nell'Italia peninsulare; ancora piuttosto elevato appare, invece, il grado di concentrazione dell'offerta nelle due isole maggiori (Sicilia e Sardegna); ciò ha reso necessari interventi da parte, sia dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché interventi di carattere strutturale, consistenti nell'aumento della capacità di interconnessione. La situazione del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nelle isole maggiori continua, comunque, a richiedere un attento monitoraggio, anche attraverso indagini puntuali come sta facendo questa Autorità con riferimento a potenziali comportamenti speculativi degli operatori in Sardegna. Inoltre, è necessario considerare che in diversi ambiti geografici l'insufficiente capacità di trasmissione non consente agli investimenti effettuati in nuova capacità di generazione di dispiegare pienamente i propri effetti pro-concorrenziali.

Con riferimento agli indirizzi che il Ministero dello Sviluppo Economico intenderà emanare ai sensi dell'articolo 21 del decreto legge n. 1/12 "DL Liberalizzazioni", si segnala l'opportunità di abrogare le disposizioni normative che prevedono l'introduzione del meccanismo di formazione dei prezzi *pay-as-bid* (basato, cioè, sui prezzi offerti dagli operatori), poiché tale meccanismo di remunerazione potrebbe pregiudicare il processo di integrazione del mercato elettrico italiano con quello degli altri paesi europei.

Per quanto concerne l'avvio del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva, si segnala, in particolare, la necessità di una razionalizzazione delle procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione; si auspicano, dunque, procedure autorizzative con tempistiche certe, in modo da promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, con evidenti benefici in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere d'ingresso al mercato. Ed invero, una puntuale applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe contribuire a mitigare, in misura non trascurabile, il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Tale norma prevede, infatti, che gli impianti e infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero dello Sviluppo Economico, d'intesa con la Conferenza Unificata, siano dichiarati "di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti". A tale proposito, pare altresì opportuno far rientrare nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11. Ciò avrebbe l'effetto di promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, i quali orienterebbero i propri investimenti basandosi principalmente su logiche di mercato.

Con la completa liberalizzazione dei **mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale**, risultano necessarie misure in grado di garantire, allo stesso tempo, lo sviluppo della concorrenza e la tutela dei consumatori; in particolare, al fine di bilanciare il limitato potere contrattuale dei consumatori, bisogna dotare i clienti finali di adeguate forme di tutela (di fornitura, di prezzo), ma al contempo aumentare la loro capacità di prendere decisioni consapevoli. In quest'ottica, appare rilevante la recente disciplina in materia di contratti non richiesti, finalizzata a contrastare un fenomeno che può minare alle radici la fiducia nel mercato dei clienti finali.

Inoltre, in relazione al miglioramento dei flussi informativi tra gli operatori, di fondamentale importanza, in vista dello *switching* da un fornitore all'altro, è l'implementazione del sistema informativo integrato (SII), in grado di favorire la concorrenza nel segmento della vendita al dettaglio. Decisivo sarà anche il contributo del SII in relazione alla standardizzazione e semplificazione dei processi fondamentali per la gestione dei clienti finali, a favore di un miglioramento delle attuali problematiche che si verificano nei casi di processi che coinvolgono i diversi operatori e che possono avere un impatto negativo anche sui clienti finali.

L'identificazione di un soggetto in grado di garantire la continuità della fornitura ai clienti rimasti senza fornitore rappresenta, poi, un elemento rilevante, sia a tutela diretta del consumatore, che in vista del contenimento dei rischi dell'attività dei venditori nel mercato libero. In più ampia prospettiva, si rammenta che il decreto legislativo n.93/11 ha confermato, a livello normativo, l'esigenza di mantenere, almeno per un periodo

transitorio, appositi strumenti di tutela di prezzo a favore dei clienti di piccole dimensioni. A tale riguardo, pare anche auspicabile la definizione, in via legislativa, di puntuali criteri per identificare i clienti finali aventi diritto al suddetto servizio di tutela per il settore del gas naturale, in particolare specificando i criteri di identificazione delle “utenze relative ad attività di servizio pubblico” di cui al d.lgs. n.93/11.

Sempre con riferimento al regime di tutela nel settore del gas, si osserva, inoltre, che le attuali modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura sono oggetto, per quanto riguarda la componente relativa alla materia prima, di una profonda revisione, tesa ad individuare modalità di determinazione della medesima il più possibile in grado di replicare le dinamiche attuali del mercato. Al contempo, tale revisione deve tenere in considerazione le forme di copertura che si intendono sviluppare per la sicurezza degli approvvigionamenti.

In ogni caso, si evidenzia la natura transitoria dei regimi di tutela, finalizzati ad accompagnare e favorire lo sviluppo del mercato nella fase di ulteriore apertura alla concorrenza. Si auspica, quindi, che tali interventi, una volta che si sarà raggiunto un pieno e maturo sviluppo della concorrenza, non risultino più necessari, neppure per i piccoli consumatori; portando così al superamento delle tutele di prezzo.

Per minimizzare gli oneri della morosità (in forte crescita, data l'attuale congiuntura economica), risulta, poi, essenziale individuare puntualmente i soggetti maggiormente coinvolti dal fenomeno; in tal senso, pare auspicabile una previsione legislativa o governativa volta ad identificare specifiche categorie di utenze all'interno della categoria dei clienti non disalimentabili, in modo tale da poter disporre di un elenco di clienti non disalimentabili definito in modo univoco ed esaustivo e minimizzare, quindi, la discrezionalità degli operatori coinvolti nella predisposizione dell'elenco.

Infine, per quanto concerne il meccanismo di compensazione della spesa energetica (fornitura di energia elettrica e di gas naturale) sostenuta dagli utenti economicamente e fisicamente disagiati, si auspica, a fronte della crisi congiunturale che sta attraversando il Paese e dell'onere socializzato relativamente limitato, che la platea degli aventi diritto possa essere allargata, fissando un diverso limite di ISEE (indicatore di situazione economica equivalente) per l'accesso alla compensazione o aumentando la percentuale di copertura della compensazione, anche con riguardo alle famiglie numerose.

Sul fronte della distribuzione, sia dell'energia elettrica, che del gas naturale, l'esistenza di una pluralità di operatori di dimensione sottocritica non favorisce le economie di scala nè, in generale, la competitività dei mercati. L'Autorità intende, pertanto, promuovere processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte, al fine di garantire il conseguimento di economie di scala e l'armonizzazione nella gestione delle reti; tale obiettivo sarebbe, in concreto, perseguibile mediante l'abrogazione di quelle previsioni normative (art. 38, comma 3, d.lgs. n.93/11) che, nella sostanza, salvaguardano, comunque, l'esistenza dei piccoli operatori.

Per quanto riguarda lo **sviluppo delle fonti rinnovabili**, si osserva, anzitutto, come nei prossimi anni sarà fondamentale raggiungere una piena integrazione degli impianti da fonte rinnovabile nel sistema elettrico complessivo, affinché sia recuperata la compatibilità delle FER con il sistema e siano garantite la sicurezza e la funzionalità del sistema medesimo. Il conseguimento di tali obiettivi passa essenzialmente attraverso lo sviluppo delle infrastrutture di rete e mediante il miglioramento delle modalità di

dispacciamento. Sotto il primo profilo, oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture, si sottolinea, in particolare, l'esigenza di adeguare quelle esistenti, per consentire il passaggio da un servizio "passivo" delle reti (prevalentemente indirizzato al consumo) ad uno "attivo" (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi). La diffusione di *smart grids* permetterà, infatti, in prospettiva, un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili, nonché lo sviluppo di un innovativo sistema di dispacciamento. Per quanto riguarda il dispacciamento, l'Autorità ha recentemente rivisto la disciplina per quanto attiene alle fonti rinnovabili non programmabili, responsabilizzando in parte i produttori in merito alle previsioni delle loro immissioni di energia e trasferendo una parte dei costi di sbilanciamento sui titolari degli impianti responsabili dello sbilanciamento medesimo. In tema di dispacciamento non appaiono necessarie nuove disposizioni normative, né modifiche di quelle esistenti, al fine di consentire, nel tempo, la piena integrazione delle fonti rinnovabili.

Infine, si evidenzia l'importanza di definire, a livello normativo e regolatorio, procedure autorizzative efficienti, in grado di garantire certezze nella tempistica e omogeneità tra una Regione e l'altra. Positive, sotto questo profilo, appaiono sia la recente approvazione delle linee guida per la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, che le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11. Peraltro, tali interventi in ambito autorizzativo consentirebbero di risolvere in maniera efficace i problemi di "prenotazione" della capacità delle reti, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Tale fenomeno costituisce, invero, una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, pur realizzando l'impianto, non riescono, poi, ad ottenere la connessione in tempi rapidi, sebbene la rete sia satura solo "sulla carta", virtualmente. Per ovviare al problema della saturazione virtuale delle reti, l'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze, ha da ultimo previsto che la prenotazione definitiva della capacità di rete abbia luogo soltanto al termine dell'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Affinché quest'ultimo provvedimento abbia effetti rilevanti sul sistema, è necessario che il Ministero dello Sviluppo Economico valuti l'opportunità di puntualizzare alcuni aspetti di dettaglio nell'applicazione delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di coordinare le attività e il ruolo dei responsabili dei procedimenti autorizzativi con quanto previsto in materia di connessioni, garantendo uno svolgimento più rapido ed efficiente dei predetti procedimenti.

## **1. Il quadro dei mercati europei**

A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni del Terzo Pacchetto, il quadro regolatorio dei mercati europei è sempre più caratterizzato dalla predisposizione dei cd. codici di rete contenenti le regole sviluppate a livello europeo aventi un forte impatto a livello nazionale. Tali codici, che saranno presto resi vincolanti per ciascuno Stato membro attraverso la procedura di Comitologia, sono predisposti dalle associazioni europee dei gestori dei sistemi di trasporto (ENTSO-E e ENTSO-G) secondo linee guida adottate da ACER, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia, cui l'Autorità partecipa attraverso il Comitato dei Regolatori.

In tale contesto, i principali ambiti di intervento hanno riguardato l'allocazione della capacità di trasporto su diversi orizzonti temporali e la risoluzione delle congestioni tra



sistemi interconnessi, tanto per il settore elettrico quanto per quello del gas naturale. L'utilizzo efficiente delle esistenti infrastrutture che collegano i diversi mercati nazionali ed il superamento degli ostacoli regolatori agli scambi transfrontalieri costituisce, infatti, uno dei principi guida per la realizzazione del mercato unico europeo.

In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas naturale sono state adottate attraverso la procedura di Comitologia norme relative alla risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di interconnessione. In base a tali norme, ciascuno Stato membro è chiamato ad adottare meccanismi in grado di garantire un servizio di trasporto tra sistemi gas interconnessi, anche nei casi in cui l'intera capacità tecnica disponibile risulti pre-assegnata su base pluriennale. Tale modifica normativa – favorendo la partecipazione di nuovi entranti e riducendo il potere di mercato degli importatori tradizionali - potrebbe avere un notevole impatto nello scenario del mercato europeo.

Per il settore dell'energia elettrica le norme relative alle congestioni e all'allocazione della capacità di trasporto, sebbene non ancora adottate mediante la procedura di Comitologia, prefigurano un mercato europeo basato su una configurazione zonale, con capacità di trasporto assegnata su base giornaliera attraverso aste implicite e prodotti finanziari per la copertura dal rischio del differenziale di prezzo tra le diverse zone.

In parallelo alla predisposizione dei codici di rete, che rappresentano un nuovo strumento normativo vincolante e finalizzato all'adozione di sistemi regolatori armonizzati tra i vari paesi europei, è proseguita l'attività – su base volontaria - di integrazione dei diversi mercati nazionali a livello regionale omogeneo. I successi maggiori di tale approccio volontario sono stati conseguiti nel settore dell'energia elettrica con l'introduzione di servizi d'asta centralizzati per la gestione delle interconnessioni di più regioni o l'accoppiamento dei mercati del giorno prima per l'allocazione della capacità giornaliera tra diversi sistemi nazionali (*market coupling* regionale). Il mercato italiano, peraltro, non è ancora pienamente integrato in tali processi e per il 2013 sono allo studio da parte dell'Autorità e del Ministero per lo sviluppo economico alcuni interventi che, in coordinamento con Terna e GME, permetteranno una più efficiente gestione delle nostre interconnessioni, favorendo l'allineamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica tra l'Italia e i paesi confinanti.

Per il settore gas il processo di integrazione regionale non ha, invece, registrato i successi del settore elettrico; tuttavia alcune iniziative significative sono state avviate grazie alla predisposizione dei primi codici di rete. L'Autorità – ritenendo che ciò possa comportare dei benefici nella gestione dell'interconnessione del sistema italiano con i sistemi europei confinanti - ha il coordinamento europeo di una di queste iniziative, in particolare di quella che prevede l'istituzione di piattaforme di mercato regionali per l'allocazione coordinata della capacità di trasporto tra i diversi sistemi interconnessi.

## **2. Mercato all'ingrosso del gas naturale**

### *2.1. Quadro generale*

Il consumo nazionale di gas naturale nel 2011 si è attestato attorno a 78 miliardi di Smc, in flessione rispetto agli 83 miliardi di Smc del 2010 e al picco di 86 miliardi di Smc registrato nel 2005. La domanda ha subito una contrazione in quasi tutti i settori, più sensibile nei settori civile e termoelettrico e più modesta per il consumo di gas del settore industriale; l'unica voce in aumento nel 2011 è stata quella dell'autotrazione.

Sulla riduzione hanno inciso condizioni climatiche più miti rispetto agli anni presi a riferimento, la sfavorevole congiuntura economica e le dinamiche del mercato dell'energia elettrica, dove la produzione da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaica, ha sostituito una quota dell'elettricità prodotta nel recente passato con impianti a gas naturale, nelle ore di picco.

Nel complesso le importazioni nel 2011 hanno contribuito al bilancio nazionale del gas naturale con 70 miliardi circa di Smc, in diminuzione di quasi 5 miliardi rispetto a precedente e tornando così ai livelli del 2009 (il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea).

Dopo anni di ininterrotto declino, i volumi della produzione nazionale di gas naturale registrano da tre anni a questa parte un *trend* in lieve crescita con assestamento intorno ad un valore di poco superiore agli 8 miliardi circa di Smc.

La dotazione infrastrutturale del sistema del gas registra una capacità di importazione pari a circa 108,5 miliardi di Smc, 97 dei quali via gasdotto (considerando un utilizzo medio nell'anno pari al 90% delle capacità giornaliere continue) e 11,5 via terminali di rigassificazione. Le mutate condizioni del mercato del gas hanno indotto alcune imprese proponenti progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti a rimandare le decisioni di investimento. Altri progetti, ed in particolare quelli relativi alle aree di Falconara Marittima (AN), Gioia Tauro (RC), Porto Empedocle (AG) e Livorno, si trovano invece in una fase di sviluppo più avanzata, avendo già ottenuto l'autorizzazione finale dal Ministero dello Sviluppo Economico.

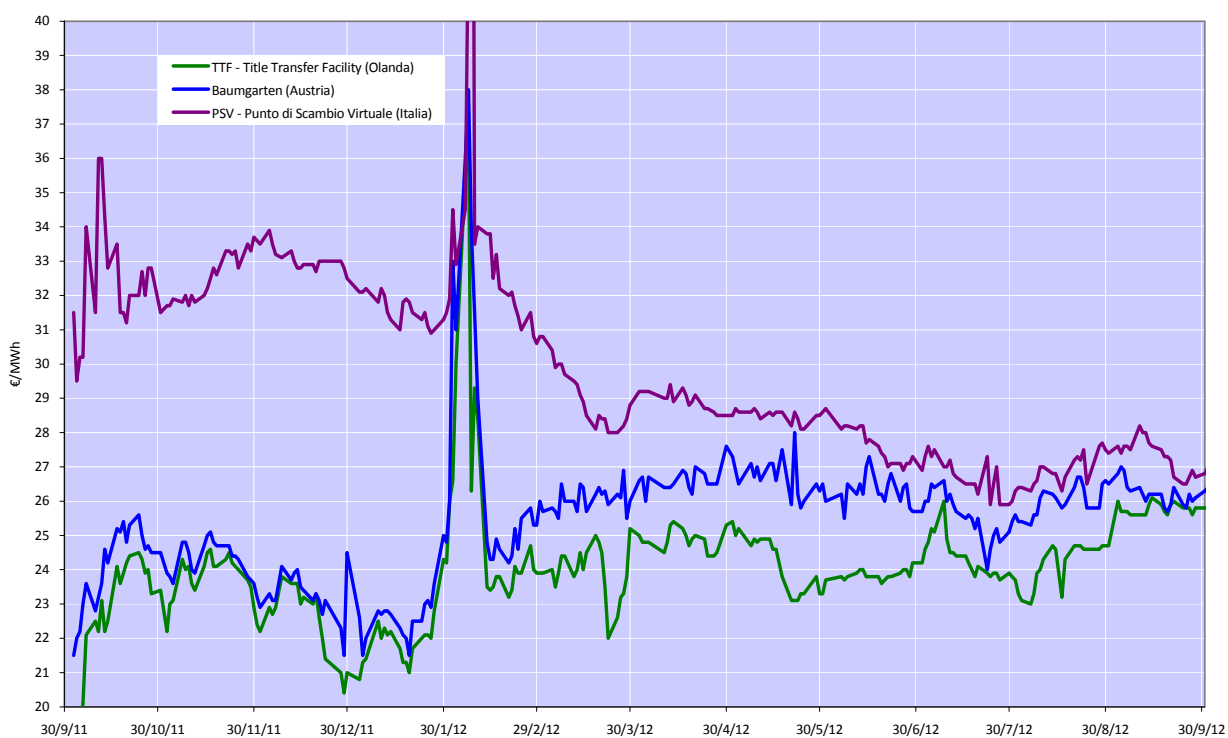
Nonostante il tasso di utilizzo medio delle infrastrutture di importazione risulti sensibilmente inferiore al 70%, resta fondamentale il potenziamento del sistema infrastrutturale di importazione. Il dato medio di utilizzo non evidenzia, infatti, l'elevata variabilità dei consumi nei vari periodi dell'anno, che possono ancora determinare situazioni di criticità legate ai limiti di picco di capacità di immissione di gas nel singolo giorno, come ha evidenziato l'emergenza gas dei primi giorni di febbraio 2012 verificatasi a fronte degli sfavorevoli eventi climatici che hanno interessato il nostro Paese e l'intera Europa. Le temperature eccezionalmente rigide, ben inferiori alle medie del periodo, sono state alla base di un notevole aumento dei consumi di gas naturale e della riduzione di disponibilità di capacità di immissione, determinando criticità nel bilanciamento giornaliero del sistema pur in presenza di significative giacenze.

In più ampia prospettiva, si osserva che lo sviluppo delle infrastrutture risulta funzionale anche agli obiettivi di diversificazione dell'offerta e di promozione della concorrenza in un contesto di mercato europeo che potrà essere sempre più integrato anche con l'utilizzo bi-direzionale delle capacità di trasporto.

In un mercato liberalizzato lo sviluppo delle infrastrutture è principalmente affidato all'iniziativa privata. Al di là della creazione di un quadro favorevole alle iniziative degli operatori, l'intervento pubblico, anche nella forma "leggera" di garanzia dei ricavi di ultima istanza per le infrastrutture di nuova realizzazione, dovrebbe essere quindi limitato ai casi in cui l'iniziativa privata non assicuri le necessarie condizioni di affidabilità e competitività del sistema. Per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza, questo intervento richiede, oltre alle necessarie analisi dei costi e dei benefici, di essere attuato in un disegno complessivo che tenga conto anche dell'incidenza di possibili interventi volti ad aumentare l'efficienza nell'utilizzo delle infrastrutture esistenti (ad esempio con l'applicazione dei meccanismi di *congestion management* per quanto

riguarda le infrastrutture di interconnessione europee ovvero con meccanismi che diano segnali di scarsità della capacità di stoccaggio per la sicurezza del sistema).

Sotto il profilo dei prezzi relativi alle transazioni spot all'ingrosso, nel 2012 è si è registrata la progressiva riduzione dei differenziali di prezzo con i mercati del nord Europa relativamente alle quantità scambiate all'ingrosso (si veda grafico seguente). Il differenziale medio tra l'Italia e il nord Europa, da aprile 2012, si è attestato intorno ai 3,3 euro/MWh contro i 5,7 euro/MWh dell'anno precedente, secondo un *trend* che appare confermato dalle quotazioni *forward* per l'anno termico 2012/2013, in base alle quali il differenziale medio da aprile 2012 si attesta attorno ai 3,8 euro/MWh, con valori pari a circa 2,9 euro/MWh (quindi prossimo ai costi di trasporto valutabili nell'ordine di 2,7 euro/MWh) sulla base delle ultime quotazioni disponibili.



Coerentemente, le condizioni economiche dei contratti di fornitura all'ingrosso (tra importatori-trader e venditori al dettaglio), di quelli ai clienti industriali e di quelli per gli impianti termoelettrici mostrano già dall'anno termico in corso ed ancora più per il prossimo la tendenza alla convergenza con i prezzi al PSV; infatti i differenziali tra i corrispondenti prezzi spot e quelli per l'approvvigionamento all'ingrosso dei tre settori di consumo evidenziano una tendenza a ridursi: per il settore domestico, da circa 1 €/MWh nel 2011/2012 ad un sostanziale allineamento nel 2012/13; stesso dicasi per il settore industriale, da circa 3 €/MWh nel 2011/12 ad un sostanziale allineamento nel 2012/13; da circa 6 a meno di 3 €/MWh per il settore termoelettrico<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Questa differenza rispetto ai prezzi spot potrebbe comunque essere almeno parzialmente spiegata dalle relative modalità di prelievo che hanno caratteristiche di stagionalità ed imprevedibilità non considerate nei prezzi spot utilizzati per il confronto.

Sulle suddette dinamiche incidono, oltre alla riduzione della domanda, almeno altri due fattori.

In primo luogo rileva l'avvio del bilanciamento di merito economico del sistema del gas dal dicembre scorso che in particolare nella sua configurazione "a regime" aperta agli scambi tra utenti, rappresenta la prima sessione del *wholesale market* centralizzato nel nostro Paese in grado di fornire validi segnali di prezzo. L'introduzione del sistema di bilanciamento di merito economico ha quindi consentito di superare il precedente assetto basato su corrispettivi di bilanciamento definiti amministrativamente ed ha reso più efficiente l'utilizzo delle risorse di flessibilità del sistema a beneficio dell'accesso al mercato.

In secondo luogo rilevano le norme in materia di congestione della capacità che hanno trovato una prima applicazione transitoria, presso il punto di entrata di Tarvisio con l'introduzione di modalità che consentono l'accesso alle capacità di trasporto non utilizzate su base *day-ahead*.

In questo quadro, diviene evidente il rischio cui sono esposti i titolari di contratti *take or pay* che oggi scontano prezzi largamente superiori a quelli registrati al PSV e ne impone rinegoziazioni sempre più frequenti. In particolare, pare opportuno evidenziare come le criticità che caratterizzano questi contratti non possano risolversi semplicemente modificando la loro natura *oil-linked* (come alcune rinegoziazioni sembrano mettere in luce); è la stessa loro esistenza che è messa in discussione in un contesto di mercato, quale quello che si sta sviluppando. Infatti, pur non trascurando l'importanza di rinegoziazioni contrattuali volte ad inserire nelle condizioni di prezzo elementi di mercato, quali riferimenti ad indici di prezzi spot, ad esempio quelle del nord Europa, secondo percentuali diverse a seconda dei mercati – per il mercato tedesco fino al 15% – il passaggio a contratti indicizzati a prezzi spot risulta oneroso per gli importatori in quanto tende ad aumentare il rischio sopportato dai (remunerato ai) produttori a fronte della riduzione di quello degli importatori, che, nell'attuale contesto di mercato, cedono il gas nei mercati europei a prezzi spot. In altre parole, se è coerente con l'evoluzione del mercato il "disaccoppiamento" delle formule di prezzo dei contratti del gas di lungo periodo con i prezzi di prodotti petroliferi, l'introduzione nell'architettura *take or pay* di elementi che ne indicizzino il prezzo a valori di mercato spot rappresenta una soluzione ibrida che finisce per snaturare la logica di questi contratti, trasformandoli in meri contratti di rivendita (nei limiti in cui il volume o le scelte di *pricing* siano nella libera disponibilità del produttore), oppure accelerandone l'"estinzione" in considerazione dell'incerta convenienza economica per le controparti. D'altra parte occorre valutare il ruolo che i contratti *take or pay* rivestono per fare fronte alle esigenze – sia attuali ma soprattutto future - di copertura del fabbisogno di gas e di sicurezza degli approvvigionamenti per il sistema Paese (intese come garanzia di disponibilità di volumi di gas a prezzi ragionevoli).

Alla luce di quanto detto, risulta di conseguenza urgente la piena condivisione, anche attraverso la definizione di un opportuno perimetro legislativo/regolamentare, degli obiettivi di interesse generale che i contratti *take or pay* possono avere, valutando al contempo le criticità che oggi colpiscono gli importatori nonché l'impatto, anche di carattere economico, che tale evoluzione potrebbe avere sui medesimi. Anche alla luce delle competenze acquisite negli anni su questi temi, sarebbe poi opportuno attribuire all'Autorità la declinazione degli strumenti idonei alla realizzazione dei suddetti obiettivi di interesse generale, anche in considerazione dell'impatto sui criteri sottostanti il calcolo del prezzo della materia prima gas per i clienti di piccole

dimensioni, come evidenziato nel successivo paragrafo 4.3.

In termini generali l'Autorità ritiene che risponda all'interessare generale la definizione di criteri per garantire la disponibilità di gas nel mercato nazionale a prezzi ragionevoli e sostenibili anche nelle situazioni di tensione. Nel precedente contesto di mercato questo obiettivo era assicurato attraverso impegni di lungo periodo con obblighi di ritiro – quali i contratti *take or pay* – la cui la sostenibilità economica non era in discussione. Oggi, la tutela di questo interesse può essere promossa nell'ambito di un innovativo sistema di tipo assicurativo contro i tipici rischi di prezzo, ma ora anche di volume, insiti nelle dinamiche competitive che si stanno sviluppando e la cui copertura, nel nuovo contesto di mercato, non può evidentemente essere lasciata alla libera iniziativa degli importatori. Solo così, infatti, si rende esplicito il legame tra il costo sostenuto per gli approvvigionamenti di lungo periodo e i benefici in termini di copertura pluriennale, a prezzi ragionevoli, di quote prefissate del fabbisogno nazionale. Tale assetto potrebbe trovare attuazione attraverso l'individuazione di prodotti assicurativi a lungo termine che consentano al sistema di proteggersi dal rischio di oscillazioni eccessive del prezzo di mercato.

Inevitabilmente infine, qualunque intervento su questi temi richiede di identificare un ben calibrato *iter* di transizione, non solo per ragioni di opportunità – la “giovane età” del mercato all'ingrosso del gas nel nostro Paese da un lato, i tempi molto lunghi di rinegoziazione dei contratti *take or pay* dall'altro – ma anche per l'effettiva impossibilità economica ad applicare *ex nunc* le soluzioni sopra descritte all'intera quota del fabbisogno nazionale oggi approvvigionata su base di lungo periodo.

Nel contesto sopra tracciato, si ritiene opportuno segnalare, di seguito, alcuni strumenti che potrebbero ulteriormente migliorare la regolazione a supporto dello sviluppo del mercato del gas naturale. Si tratta di misure che risultano idonee a: (a) chiarire il contesto regolatorio degli investimenti a vantaggio dello sviluppo infrastrutturale (accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture); (b) ridurre le barriere di accesso al mercato attraverso una gestione più efficiente dell'accesso (operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento e criteri di accesso allo stoccaggio).

## 2.2. Accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture

Il perseguimento dell'obiettivo di rendere il mercato maggiormente concorrenziale riducendo significativamente i differenziali di costo tra Italia ed Europa, nonché migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti, riporta all'attenzione il problema generale dell'utilizzo ottimale delle infrastrutture esistenti e dello sviluppo di nuove, siano esse di adduzione di nuovo gas (interconnector o GNL) o di stoccaggio.

Due sono, essenzialmente, le problematiche legate alla costruzione di nuove infrastrutture. La prima è quella degli *iter* autorizzativi, che incidono, in modo significativo, sui tempi di realizzazione dei progetti.

Il secondo problema riguarda l'allocazione dei costi e la remunerazione degli investimenti. Da questo punto di vista, l'impianto normativo vigente prevede due schemi, fra loro alternativi: il sistema regolato, che implica una certa garanzia di ricavi e che può incidere sui costi generali di sistema e, in ultima analisi, gravare sul cliente finale; il regime di esenzione, in cui il rischio e la remunerazione è, invece, interamente in capo al proponente in cambio di diritti esclusivi di utilizzo della stessa (esenzione dall'*accesso a terzi*).

Per le infrastrutture soggette al regime di tariffe regolate è opportuno individuare e precisare i criteri e le condizioni in base alle quali le nuove infrastrutture del sistema del gas abbiano titolo a beneficiare delle garanzie di copertura dei ricavi propri del regime regolato.

In quest'ottica, si ritiene innanzitutto di opportuno rilevare la necessità di una valutazione complessiva del sistema, che non si limiti alla sole esigenze di realizzazione di nuova capacità di importazione, ma sia estesa alla realizzazione di nuove capacità di stoccaggio e al potenziamento della rete nazionale di trasporto, tenendo anche conto degli strumenti contrattuali e regolatori funzionali all'utilizzo efficiente delle infrastrutture. Questa valutazione implica, da un lato, la determinazione delle esigenze del sistema in termini di sicurezza e di competitività del sistema del gas connessi anche alla diversificazione degli approvvigionamenti, alla realizzazione di sovracapacità di immissione ed alla riduzione delle congestioni fisiche alle interconnessioni con i paesi europei; dall'altro, la valutazione delle diverse infrastrutture richiede che si tenga conto del loro costo, nei limiti in cui tale costo sia sostenuto dai clienti finali.

Ad esempio, se, da un lato, la realizzazione di capacità di esportazione (in controflusso) verso altri paesi europei è funzionale ad una piena integrazione del mercato nazionale con il mercato europeo ed in una certa misura ad attrarre investimenti in infrastrutture di adduzione in presenza della possibilità di accesso all'intero mercato europeo, dall'altro vanno attentamente valutate le implicazioni in termini di costi e di prezzi per il consumatore, anche con riferimento a possibili situazioni di criticità del sistema che si potrebbero determinare in funzione dell'incremento delle capacità in uscita. Una corretta valutazione di questi investimenti richiederebbe quindi di inquadrarli in un'ottica sopranazionale (almeno europea) sia dal punto di vista dei benefici attesi, che di corretta allocazione dei costi.

La costruzione di nuove infrastrutture è quindi correttamente uno dei temi che maggiormente discusso all'interno delle varie istituzioni europee (Commissione, ACER, CEER). La Commissione, in particolare, ha individuato i "progetti di interesse comune" e identificato 9 corridoi di interesse in Europa di cui ben 5 attraversano l'Italia.

Il dibattito europeo a questo riguardo (si veda in proposito la recente consultazione del CEER su "*Market based investment procedures*") privilegia un sistema in cui la nuova capacità viene costruita solo se almeno una parte prefissata della capacità è prenotata sul lungo termine dagli utenti, a seguito di procedure concorsuali e di mercato, mentre la rimanente parte è lasciata al mercato spot oppure è lasciata libera per fare fronte a varie esternalità (come ad esempio la sicurezza, la riserva etc.).

Lo stesso criterio potrebbe essere, invero, adottato per lo sviluppo della rete nazionale di trasporto, anche con riferimento alla capacità necessaria per ricevere il gas proveniente da infrastrutture di importazione oggetto di esenzione. In base alla attuale normativa l'impresa di trasporto è tenuta comunque a realizzare capacità in misura corrispondente alle capacità delle medesime infrastrutture secondo un criterio *first come first served*, indipendentemente dalla rilevanza dell'infrastruttura per il mercato nazionale.

L'introduzione di meccanismi di mercato anche per l'allocazione della capacità di trasporto da realizzare consentirebbe, invece, di perseguire una maggiore efficienza nello sviluppo della rete, poiché farebbe emergere il valore della capacità nei punti di congestione interna del sistema.

Per quanto concerne lo sviluppo della capacità di stoccaggio in regime regolato, occorrerà poi considerare i margini connessi con la possibilità di ottimizzare l'utilizzo

delle capacità esistenti in linea con le esigenze del sistema. In un contesto, come l'attuale, caratterizzato da un basso livello di utilizzo della capacità di importazione, nel valutare le esigenze di realizzazione di nuove capacità, si dovrebbe tenere conto della possibilità di introdurre disposizioni che consentano al responsabile del bilanciamento di intervenire con misure di mercato per ridurre il prelievo giornaliero da stoccaggio e/o mantenere le disponibilità di gas in giacenza in coerenza con un livello adeguato a mantenere la sicurezza del sistema.

La predisposizione della SEN, prevista dall'articolo 3, del decreto legislativo n. 93/11, costituisce un'occasione fondamentale per impostare le valutazioni finalizzate all'individuazione delle esigenze minime di realizzazione o di ampliamento delle infrastrutture del gas sulla base di un'analisi che riguardi gli scenari attesi di evoluzione del mercato, nonché le esigenze di sicurezza, economicità e concorrenzialità nelle forniture.

### 2.3. *Criteri di accesso allo stoccaggio di modulazione*

L'articolo 7 del decreto legislativo n. 164/00, come modificato dal decreto legislativo n. 93/11, prevede che lo stoccaggio di modulazione sia assegnato prioritariamente ai fornitori di clienti meritevoli di particolari tutele (quali clienti civili, le piccole imprese, gli ospedali), per un volume determinato dal Ministero dello sviluppo economico in relazione alle esigenze di modulazione dei medesimi clienti (articolo 18, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00).

L'introduzione di un tale legame fra l'accesso ad una risorsa (lo stoccaggio) ed una specifica finalità di utilizzo (la modulazione dei clienti finali tutelati) ha l'effetto di limitare la flessibilità e l'efficienza di utilizzo della risorsa e, in un sistema di mercato, di ridurre il valore. Proprio la presenza del mercato, anche a seguito del bilanciamento di merito economico garantisce, invece, la possibilità, per il soggetto che intenda fornire un cliente finale, di utilizzare le diverse modalità di approvvigionamento (a termine, spot o del bilanciamento) del gas somministrato ai clienti, pagandone i relativi costi.

La perdita di efficienza legata all'assetto descritto emerge anche considerando l'effettiva organizzazione della filiera del gas, ove l'utente dello stoccaggio è principalmente un grossista che agisce, quindi, sul lato dell'approvvigionamento di gas, più che il soggetto che rifornisce direttamente i clienti finali. Ne derivano criticità nel mercato *retail*, soprattutto a seguito dell'apertura ai clienti di piccola dimensione, le cui repentine dinamiche di *switching* mal si conciliano con le ciclicità, tipicamente annuali, di gestione della capacità di stoccaggio.

Il recente decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, pur introducendo alcuni elementi di novità in materia di utilizzo degli stoccaggi, non ha tuttavia risolto le segnalate inefficienze. Infatti, nel testo da ultimo modificato dal decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 viene specificato che, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, deve essere determinata la parte dello spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare con procedure di asta competitiva e la parte dello stesso spazio da assegnare invece con le procedure di allocazione vigenti.

Se, da un lato, l'intervento risulta, quindi, funzionale alla riduzione dei prezzi per le imprese che consumano gas, dall'altro il decreto rende disponibile per l'assegnazione ad asta di mercato solo una quota dello stoccaggio di modulazione e non rimuove, dunque, le inefficienze sopra illustrate.

Inoltre, l'attuale assetto dell'accesso allo stoccaggio di modulazione, proprio alla luce

delle suesposte considerazioni, presenta profili di incoerenza con quanto richiesto dall'articolo 17, comma 2, del Regolamento (CE) n. 715/2009, il quale prevede che i meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio (a) diano adeguati segnali economici per l'uso efficiente della capacità; (b) garantiscano la compatibilità con i meccanismi di mercato (inclusi i mercati spot) e (c) siano flessibili e facilmente adattabili alle circostanze di mercato in evoluzione.

Alla luce di tali considerazioni, si ritiene in conclusione auspicabile il completo superamento degli attuali criteri di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione attraverso l'adozione di meccanismi di mercato per l'allocazione di tutta la capacità di stoccaggio.

#### *2.4. Operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento*

Il sistema nazionale di trasporto è suddiviso nella rete nazionale di gasdotti e in reti regionali di trasporto.

La rete nazionale di gasdotti è individuata sulla base delle disposizioni dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00 e comprende i gasdotti funzionali al sistema nazionale del gas, quali i gasdotti di importazione ed esportazione e i gasdotti collegati agli stoccaggi.

Le reti di trasporto regionale sono costituite dai gasdotti non compresi nella rete di trasporto né nelle reti di distribuzione, che rispettano i criteri definiti dal decreto del Ministro delle attività produttive 29 settembre 2005.

Nel sistema nazionale del gas sono attualmente attive dieci imprese di trasporto; sette operano esclusivamente su reti di trasporto regionale (Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Gas Plus Trasporto S.r.l., Italcogim Trasporto S.r.l., Metan Alpi Energia S.r.l., Metanodotto Alpino S.r.l., Netenergy Service S.r.l., Retragas S.r.l.), le rimanenti tre (Snam Rete Gas S.p.A., Edison Stoccaggio S.p.A. e SGI S.p.A) anche su tratti di rete nazionale.

In ragione dell'esigenza di coordinamento nella gestione del sistema nazionale di trasporto la normativa ha elaborato il concetto di impresa maggiore di trasporto<sup>2</sup> (attualmente la società Snam Rete Gas S.p.A.) cui vengono attribuiti compiti funzionali alla gestione integrata del sistema e, in particolare, la gestione commerciale dell'accesso al servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, l'erogazione del servizio di bilanciamento, la gestione delle procedure di emergenza del sistema del gas, nonché il riconoscimento alle altre imprese di trasporto delle quote di ricavo di competenza da essa riscosse dagli utenti.

L'assetto sopra descritto non comprende le procedure di accesso alle reti regionali di trasporto e la relativa erogazione del servizio, che vengono quindi gestite dalle imprese di trasporto che ne hanno la disponibilità. Quindi, per rifornire clienti allacciati a reti regionali gestite da imprese di trasporto diverse dalla maggiore, l'utente dovrà interfacciarsi sia con l'impresa maggiore di trasporto che con l'impresa che gestisce i tratti di rete regionale, con conseguente inevitabile appesantimento degli oneri amministrativi e gestionali. Peraltro, le inefficienze di tale assetto non sono compensate dai benefici del confronto concorrenziale, nemmeno indiretto, tra imprese di trasporto posto che ciascuna impresa si trova in situazione di monopolio naturale sulla rispettiva

---

<sup>2</sup> Da ultimo l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11 ha definito l'impresa di trasporto come impresa che avendo la disponibilità della rete nazionale di gasdotti svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della medesima.



porzione di rete.

L'istituzione - con un intervento normativo di livello primario - di un operatore unico a livello nazionale, che agisca come interfaccia unica per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto, permetterebbe di superare le inefficienze sopra rappresentate.

Giova anche osservare che la necessità di incrementare, in questo contesto, l'efficienza della gestione del sistema di trasporto è stata riconosciuta dalla normativa nazionale nell'ambito della definizione dei criteri di recepimento della direttiva 2009/73/CE, ed in particolare nell'articolo 17, comma 4, lettera r), della legge n. 96/10, che prevede la definizione di un'unica controparte a livello nazionale ai fini dell'accesso al servizio di trasporto e di bilanciamento. Sul punto però il decreto legislativo n. 93/11, nel recepire la sopraccitata direttiva, è intervenuto con norme che pur prevedendo la possibilità della predetta controparte unica non ne assicurano l'individuazione. Ci si riferisce in particolare alla disciplina del gestore di sistema indipendente quale soggetto che, in possesso di precisi requisiti, possa essere designato da un'impresa di trasporto per la gestione della propria rete e cui sono attribuite funzioni più ampie di quelle previste per la controparte unica (ad esempio in materia di decisione sugli investimenti).

Infatti la possibilità di designare un gestore di sistema indipendente costituisce per le imprese diverse dalla maggiore solo una alternativa agli altri assetti definiti dalla direttiva 2009/73/CE (gestore di trasporto indipendente o separazione proprietaria). Inoltre, le imprese minori di trasporto proprietarie di tratti di rete regionale possono non applicare le predette disposizioni (articolo 10, comma 4).

Va inoltre considerato che la predetta disciplina riconosce un ruolo particolare all'impresa maggiore di trasporto, in quanto, ove essa sia designata da un'altra impresa di trasporto come gestore di sistema indipendente, essa è tenuta a svolgere tale funzione secondo condizioni stabilite dall'Autorità.

Alla luce delle precedenti considerazioni, la prospettata individuazione della controparte unica a livello nazionale potrebbe passare da una integrazione delle norme in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto prevedendo che, ove l'impresa non si avvalga della facoltà di designare l'impresa maggiore di trasporto come gestore di sistema indipendente, essa sia comunque tenuta ad affidare alla medesima impresa maggiore di trasporto almeno la gestione commerciale delle attività funzionali all'accesso e all'erogazione del servizio di trasporto e di bilanciamento sulla propria rete.

Peraltro la decisione, assunta con il decreto legge n. 1/12, di procedere alla separazione proprietaria del complesso dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione di gas naturale dalle altre attività della relativa filiera, rafforza le condizioni affinché la sopra prospettata evoluzione avvenga nel rispetto della non discriminazione fra utenti.

### **3. Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica**

#### *3.1. Quadro generale*

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano non sembra presentare, per lo meno nell'Italia peninsulare (di seguito: Continente), rilevanti criticità dal punto di vista della

concorrenzialità. L'andamento dell'indice di concentrazione HHI<sup>3</sup> relativo alle vendite sul mercato del giorno prima (MGP) mostra come dal 2005 ad oggi i livelli di concentrazione nelle diverse zone di mercato siano in costante diminuzione. Le zone in cui il livello dell'indice HHI è ancora lontano da quello proprio di mercati concorrenziali sono Sicilia, Sardegna, Centro Nord e Centro Sud.

**Tabella 1: Indice di concentrazione HHI (2005-2012)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
<b>Nord</b>	1.474	1.345	1.369	1.460	1.325	1.345	1.207	1.251
<b>Centro Nord</b>	4.219	4.051	3.742	3.765	3.495	3.216	3.035	3.262
<b>Centro Sud</b>	3.526	3.666	3.524	3.272	2.616	2.929	3.381	3.243
<b>Sud</b>	4.421	2.641	2.020	1.786	2.105	1.868	1.832	2.098
<b>Sicilia</b>	3.991	4.267	3.668	3.696	3.836	3.596	3.278	3.289
<b>Sardegna</b>	3.378	3.241	3.207	3.384	3.585	3.647	3.627	3.633

\* dati al 30 settembre 2012

L'indice di concentrazione HHI calcolato a livello zonale non considera la capacità di interconnessione tra le diverse zone in cui è suddivisa la rete rilevante e quindi non tiene conto della pressione concorrenziale che i generatori localizzati in una determinata zona subiscono da parte dei generatori localizzati nelle zone confinanti. Ciò detto, dato l'elevato livello di interconnessione esistente tra le zone del Continente, gli elevati indici HHI rilevati nelle zone Centro-Sud e Centro-Nord sono meno preoccupanti rispetto a quelli di Sicilia e Sardegna. Se calcolato su base continentale, infatti, il valore dell'indice HHI risulta pari a 1.592, un valore molto vicino a quello della zona Nord.

Anche l'andamento degli indici di pivotalità – che misurano la frequenza (percentuale di ore/anno) con cui un operatore è monopolista sulla domanda residua<sup>4</sup> di ogni aggregato di zone del Sistema Elettrico nonché la dimensione media della predetta domanda (MWh/h) – evidenziano un costante e progressivo ridimensionamento del potere di mercato unilaterale dei principali operatori specialmente nel Continente. Sebbene sia in netto miglioramento rispetto agli anni passati, la situazione nelle due Isole maggiori non si può ancora ritenere soddisfacente.<sup>5</sup>

L'andamento dei prezzi zonali di vendita registrati nel MGP (Tabella 2) riflettono le differenze di carattere strutturale tra il Continente e le due Isole maggiori. Nei primi nove mesi del 2012 il prezzo medio di vendita nelle zone continentali, ad eccezione della zona Sud, risultano pressoché allineati intorno a 77 €/MWh (circa il 10% in più rispetto all'anno 2011). Nello stesso periodo il prezzo medio di vendita è stato di 88 €/MWh in Sardegna e di 97 €/MWh in Sicilia. La zona Sud ha fatto registrare il prezzo medio più basso pari a circa 72 €/MWh.

<sup>3</sup> Questo indice è calcolato come la somma dei quadrati delle quote di mercato delle imprese attive nel settore e viene spesso utilizzato dalle Autorità Antitrust per valutare gli effetti potenziali di nuove fusioni e, più in generale, per misurare il grado di concentrazione presente nel mercato. L'indice HHI può variare da 0 (concorrenza perfetta) a 10.000 (monopolio). In generale, più alto è l'indice HHI, più elevata è la probabilità che le imprese siano in grado di esercitare il proprio potere di mercato. Gli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" della Commissione Europea individuano mercati concentrati quando HHI assume valori superiori a 1.800.

<sup>4</sup> Per domanda residua si intende la domanda al netto dell'offerta massima potenziale dei concorrenti.

<sup>5</sup> Per una descrizione più esaustiva della struttura del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, vedi: "Rapporto annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Ministro dello Sviluppo economico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: anno 2011 consuntivato". Rapporto 29 marzo 2012 - 112/2012/I/eel.

**Tabella 2: Prezzi medi di vendita zonali (2005-2012)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
<b>Pun</b>	<b>58,59</b>	<b>74,75</b>	<b>70,99</b>	<b>86,99</b>	<b>63,72</b>	<b>64,12</b>	<b>72,23</b>	<b>78,78</b>
<b>Nord</b>	57,71	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	77,37
<b>Centro Nord</b>	58,62	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	77,12
<b>Centro Sud</b>	59,03	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	76,57
<b>Sud</b>	59,03	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	72,91
<b>Sicilia</b>	62,77	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	96,71
<b>Sardegna</b>	60,38	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	88,45
<i>Delta PzSici - PzMin</i>	<i>5,07</i>	<i>5,33</i>	<i>11,04</i>	<i>36,71</i>	<i>28,60</i>	<i>30,71</i>	<i>24,07</i>	<i>23,80</i>
<i>Delta PzSard - PzMin</i>	<i>2,67</i>	<i>6,93</i>	<i>6,52</i>	<i>8,92</i>	<i>22,52</i>	<i>14,50</i>	<i>10,89</i>	<i>15,54</i>

\* dati al 30 settembre 2012

Essendo il grado di concentrazione dell'offerta in ambo le isole ancora piuttosto elevato, è stato necessario intervenire per mitigare il potere di mercato detenuto dagli operatori dominanti. I principali fattori di mitigazione comprendono interventi di tipo "regolatorio" e "antitrust" adottati in modo consistente soprattutto in Sicilia e interventi "strutturali" volti ad promuovere la concorrenza in una determinata zona accrescendone la capacità di interconnessione con le zone confinanti, come avvenuto in Sardegna.

In Sicilia, il potere di mercato detenuto dagli operatori pivotali è stato in larga parte mitigato dagli impegni assunti da ENEL e EDIPOWER nei confronti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato<sup>6</sup> e dalla decisione dell'Autorità di ammettere, su istanza degli interessati, gli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV (EDIPOWER S.p.a.), Augusta e Porto Empedocle (ENEL Produzione S.p.a.) e Trapani (E.ON Energy Trading S.p.a.) al regime di reintegrazione dei costi previsto per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema<sup>7</sup>, che implica per la quota parte di potenza per cui l'impianto è ritenuto da Terna singolarmente essenziale l'obbligo di offerta a prezzo nullo sul Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) e per la quota di potenza non essenziale, laddove l'operatore scelga di offrirla su MGP, l'obbligo di offerta a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto (di seguito: CVR) dall'Autorità. Il persistente divario tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è, pertanto, riconducibile prevalentemente all'obsoleto e mediamente più costoso parco di generazione siciliano. In futuro, i suddetti interventi saranno rivisti alla luce dello sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN) e, in particolare, dell'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi) prevista per il 2014. In altri termini, gli interventi "strutturali" dovrebbero ridurre in misura apprezzabile l'esigenza di interventi di tipo "regolatorio" e "antitrust".

In Sardegna, l'entrata in servizio del secondo cavo del SAPEI<sup>8</sup> ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna

<sup>6</sup> ENEL si è impegnata a presentare offerte di vendita nel mercato del giorno prima a prezzi non superiori a 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent.

<sup>7</sup> Gli impianti elencati sono stati infatti dichiarati da Terna singolarmente essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nella macrozona Sicilia.

<sup>8</sup> E' l'infrastruttura di interconnessione che collega il Lazio con la Sardegna.

rispettivamente da 450 a 1.050 MW e da 420 a 870 MW, con indubbi benefici sul livello dei prezzi registrati nella zona Sardegna. Questo aumento di capacità ha, infatti, determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli del Continente negli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012. Tuttavia, molteplici fattori - quali la frequente riduzione dei limiti di transito con il Continente dovuta a interventi di manutenzione (programmata e non) del SAPEI o di tratti della RTN locale, l'indisponibilità prolungata di impianti di generazione di base e il forte aumento della domanda locale di energia elettrica in esito a MGP - hanno contribuito alla determinazione di picchi di prezzo particolarmente elevati nei mesi estivi del 2012. Con riferimento all'aumento della domanda registrato su MGP, l'Autorità, nell'ambito della sua funzione di monitoraggio, ha riscontrato una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al MGP dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazioni dei consumi. L'Autorità con la deliberazione 342/2012/R/eel ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata all'accertamento di eventuali condotte speculative da parte di uno o più utenti del dispacciamento in Sardegna, atte a trarre indebito vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. L'istruttoria è previsto che si concluda entro il 31 dicembre 2012. Contestualmente, l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e/o a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. Nel corso dell'ultimo anno nella zona Sardegna è emersa altresì una situazione di scarsa competizione nell'offerta del servizio di riserva secondaria nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) dovuta al numero esiguo di unità di produzione abilitate alla fornitura di questo servizio.

Un maggior coordinamento tra gli investimenti effettuati nell'ultimo decennio in capacità produttiva e capacità di trasmissione avrebbe avuto l'effetto di rendere più omogeneo il livello della concorrenzialità presente sul territorio nazionale. Una parte significativa della capacità produttiva entrata in esercizio negli ultimi anni si è, infatti, localizzata in aree territoriali ove la capacità di trasmissione è insufficiente a gestire i flussi di energia potenzialmente producibile. L'esempio più istruttivo è quello dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano. Il potenziale procompetitivo della capacità produttiva localizzata nei suddetti poli non può, infatti, riverberarsi pienamente sulle altre zone (ivi incluse le zone estere) a causa dei preesistenti limiti di transito della RTN che limitano il pieno utilizzo della predetta capacità. Per l'anno 2011, l'insufficienza della capacità di trasmissione fra i predetti poli e la confinante zona Sud ha causato costi annui potenziali<sup>9</sup> di circa 9 milioni per il polo di Brindisi, 20 milioni per il polo di Foggia e quasi 1 milione per il polo di Rossano, imputabili all'impossibilità di utilizzare appieno, quando economicamente conveniente, la capacità produttiva localizzata nei suddetti poli. Il valore di tale capacità inutilizzata è tuttavia diminuito negli ultimi anni per effetto della progressiva erosione del primo margine<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> Calcolati sotto l'ipotesi che tutta la capacità produttiva inutilizzata localizzata nei poli di produzione limitata abbia costi variabili inferiori rispetto alla capacità produttiva al margine localizzata nella zona Sud.

<sup>10</sup> Il Margine Lordo (detto anche primo margine) è pari alla differenza fra i ricavi derivati dalla produzione e i costi variabili sostenuta per essa.

per effetto dell'allineamento dei prezzi della zona Sud, e più in generale del Continente, ai costi variabili degli impianti termoelettrici a ciclo combinato.

Un altro fenomeno osservato con una particolare frequenza nel corso del 2012 riguarda il differenziale di prezzo negativo tra la zona Sud e le altre zone del Continente. Ciò è dovuto principalmente ai massicci investimenti in impianti di produzione da fonte rinnovabile (fotovoltaico ed eolico). Nei casi estremi in cui i prezzi esteri superano quelli italiani in misura tale da ridurre considerevolmente le importazioni nette, sino a trasformare in esportazioni nette, il Continente tende a separarsi in due, tre o quattro tronconi da Sud a Nord, con la zona Sud che fa registrare sempre i prezzi più bassi. Infatti, il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud, il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord mentre il terzo è quello fra la zona Centro-Nord e la zona Nord. L'effetto principale di questi "colli di bottiglia" è anzitutto quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Sarebbe opportuno che i futuri piani di sviluppo della RTN valutino i potenziali costi e benefici di rimuovere tutti i colli di bottiglia, la cui rimozione non sia già stata prevista dal vigente piano di sviluppo della RTN.

### 3.2. *Evoluzione del disegno di mercato*

Con riferimento alla promozione della concorrenza, si ritiene che il quadro normativo che definisce i principi generali alla base dell'architettura dei mercati elettrici all'ingrosso possa, ad oggi, considerarsi completo. Gli interventi legislativi succedutisi nel corso degli ultimi anni hanno, infatti, contribuito a favorire lo sviluppo concorrenziale del mercato elettrico.

Di seguito sono elencate alcune delle norme più significative che dovrebbero consentire di adeguare il disegno del mercato alle nuove esigenze di integrazione e di gestione in sicurezza di un sistema caratterizzato da elevata penetrazione delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili:

1. il decreto legislativo n. 379/03 che prescrive all'Autorità di definire i criteri e le condizioni del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (di seguito: mercato della capacità) da sottoporre all'approvazione del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE);
2. la legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09) recante i principi generali alla base della riforma organica del mercato elettrico e il conseguente decreto del MSE del 29 aprile 2009, recante indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge n. 2/09, nonché per dare impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzare le funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici;
3. il decreto legge n. 1/12 (di seguito: DL Liberalizzazioni) – legge di conversione del 24 marzo 2012, n. 27 – che prevede l'emanazione da parte del MSE di nuovi indirizzi e della modifica delle disposizioni attuative di cui alla legge n. 2/09, allo scopo di favorire il processo di integrazione del mercato europeo, di contenere i costi e garantire sicurezza e qualità delle forniture di energia elettrica, anche attraverso il ricorso a servizi di flessibilità, nel rispetto dei criteri e dei principi di mercato;

4. il decreto legge n. 83/12 (di seguito: DL Sviluppo) – legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134 – che prescrive all’Autorità di definire le modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati.

Il quadro normativo sopra delineato ha consentito di definire un disegno del mercato elettrico, anche in un’ottica di medio lungo termine, ben congegnato e armonico nelle sue varie articolazioni (mercati spot, mercati a termine e mercati della capacità).

Il mercato della capacità previsto dal decreto legislativo n. 379/03 di cui al punto 1 è uno strumento finalizzato ad incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato. L’iter di approvazione della disciplina del nuovo mercato della capacità è in fase avanzata. Terna ha, infatti, trasmesso all’Autorità uno schema di proposta della disciplina del mercato della capacità definito sulla base dei criteri e delle condizioni fissate dalla stessa Autorità con la deliberazione ARG/elt 98/11. In seguito alla verifica di conformità da parte dell’Autorità la suddetta proposta sarà sottoposta alla consultazione degli operatori e successivamente trasmessa al MSE per l’approvazione definitiva. Nell’ottica di favorire una maggior stabilità e prevedibilità dell’evoluzione del quadro regolatorio è auspicabile che la definizione della disciplina del suddetto mercato sia portata a termine in tempi certi, in modo da ridurre la rischiosità delle scelte di investimento in nuova capacità produttiva. Altri paesi europei stanno a loro volta avvertendo l’esigenza di istituire al proprio interno un meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva. In particolare, la Francia, al fine di promuovere una maggior trasparenza e certezza del proprio quadro regolatorio in materia di investimenti nel settore elettrico ha deciso di finalizzare il suo nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva entro il 1 novembre 2013 a prescindere dagli sviluppi della discussione a livello europeo.

Le principali novità della riforma del mercato elettrico previste dalla legge n. 2/09 di cui al punto 2 sono state prevalentemente implementate tra il 2010 e il 2012 e saranno ultimate nel 2013. Queste consistono:

- nell’istituzione di un mercato infragiornaliero dell’energia elettrica (MI),
- nella riforma del MSD con la finalità di:
  - consentire la selezione delle offerte da parte di Terna quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare gli errori di previsione e, conseguentemente, l’ammontare di risorse approvvigionate su MSD così da ridurre l’onere netto di approvvigionamento;
  - consentire agli operatori la possibilità di presentare offerte che riflettano più fedelmente la struttura dei costi di esercizio dei propri impianti;
- l’affinamento della disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema attraverso la definizione di una metodologia dettagliata di calcolo dei costi variabili e dei costi fissi efficienti da riconoscere ai titolari dei suddetti impianti che richiedono l’ammissione al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi.

L’implementazione di ulteriori riforme è rimessa ai decreti attuativi del MSE e ai provvedimenti dell’Autorità. Sotto tale profilo, l’Autorità si sta predisponendo per implementare celermente gli indirizzi che il MSE intenderà emanare ai sensi

dell'articolo 21 del DL Liberalizzazioni di cui al punto 3. A riguardo si segnala l'opportunità:

- di abrogare le disposizioni attuative di cui legge n. 2/09 che prevedono l'introduzione di una remunerazione nel MGP basata sui prezzi offerti dagli operatori (cd. *Pay as bid*) poiché tale meccanismo di remunerazione potrebbe pregiudicare il processo di integrazione del mercato elettrico italiano con quello degli altri paesi europei;
- di promuovere a livello europeo e parallelamente di avviare a livello nazionale una riforma del disegno di mercato che si ispiri a sistemi più maturi ed efficienti come quelli della costa orientale degli Stati Uniti d'America (e.g. *PJM, New England e New York*). A differenza dei mercati europei, l'approccio adottato nei suddetti mercati prevede una forte armonizzazione e integrazione tra i mercati a pronti dell'energia elettrica (e.g. mercato del giorno prima) e dei servizi di dispacciamento (e.g. mercato di bilanciamento), finalizzata a minimizzare i costi complessivi del sistema elettrico. Tale approccio prevede anzitutto l'utilizzo, sia sul mercato del giorno prima che sul mercato di bilanciamento, dello stesso modello di rete, della stessa struttura di offerta degli impianti e dello stesso algoritmo<sup>11</sup> di selezione delle offerte, il quale tiene conto di "tutti" i vincoli tecnici che caratterizzano la generazione e la trasmissione dell'energia elettrica. L'implementazione di un siffatto disegno di mercato consentirebbe sia di migliorare la gestione in sicurezza del sistema che di assicurare una valorizzazione più efficiente e più trasparente dell'energia elettrica immessa nei diversi nodi della rete nonché dei servizi di dispacciamento approvvigionati dal TSO.

L'art. 34 del DL Sviluppo di cui al punto 4 prevede l'introduzione di servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati con la finalità di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili. L'Autorità intende procedere in tempi brevi alla definizione delle modalità per la selezione e la remunerazione dei suddetti servizi di flessibilità, nel pieno rispetto del vincolo normativo che prevede che tali modalità non comportino oneri aggiuntivi per i clienti finali.

### 3.3. *Esigenza di coordinamento delle procedure autorizzative con il mercato della capacità*

Come illustrato nel paragrafo precedente, gli ultimi interventi legislativi e, in particolare, l'avvio previsto a breve del nuovo mercato della capacità hanno contribuito a completare il quadro normativo che fissa i principi generali alla base del funzionamento del mercato elettrico. Per massimizzare l'efficacia del nascente mercato della capacità anche in termini di promozione della concorrenza, sarebbe tuttavia necessaria una profonda razionalizzazione delle norme che regolano le procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione. In particolare, come già evidenziato nella "Segnalazione dell'Autorità sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e il gas naturale e le relative criticità" del 6 ottobre 2011

---

<sup>11</sup> Oppure di algoritmi molto simili.

(di seguito: Segnalazione PAS 21/11) sarebbe auspicabile promuovere un maggior coordinamento tra il nuovo mercato della capacità e le procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione.

Il nuovo mercato della capacità è stato concepito per contribuire a garantire uno sviluppo più armonico della generazione e della trasmissione. I criteri fissati dall'Autorità per la disciplina del mercato della capacità (Deliberazione ARG/elt 98/11) prevedono infatti che Terna gestisca un sistema centralizzato di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva basato su procedure concorsuali nelle quali il fabbisogno di capacità produttiva viene calcolato per singola area geografica, ovvero per porzioni della RTN per le quali sussistono significativi limiti fisici nello scambio dell'energia da e verso il resto della RTN. Le suddette procedure concorsuali offriranno ai nuovi investitori segnali locazionali del valore della capacità che tengono conto dei prevedibili futuri limiti di transito sulla RTN. Tuttavia, come già evidenziato nella Segnalazione PAS 21, l'efficacia del mercato della capacità come mezzo di coordinamento degli investimenti, già di per sé significativa, potrebbe essere potenziata attraverso una revisione delle procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione previste dalla legislazione vigente. Nel corso degli ultimi anni, l'estrema incertezza dei tempi e degli esiti delle procedure autorizzative hanno di fatto contribuito ad una localizzazione inefficiente di una parte importante degli investimenti effettuati. In altre parole, gli investimenti in capacità produttiva non sempre sono stati effettuati sulla base dei segnali di prezzo zonali del mercato dell'energia, ma in molti casi sono stati influenzati dalla disponibilità degli enti locali e delle popolazioni coinvolte a acconsentire o meno alle autorizzazioni richieste<sup>12</sup>. Nella deliberazione ARG/elt 98/11, l'Autorità non ha potuto che prendere atto di tale situazione prevedendo come requisito per la partecipazione di capacità produttiva non ancora esistente al mercato della capacità, il possesso delle relative autorizzazioni.

Un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe contribuire a mitigare in misura non trascurabile il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Tale articolo prevede infatti che gli impianti e infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero dello Sviluppo Economico, d'intesa con la Conferenza Unificata, siano dichiarati "di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti". L'Autorità segnala l'opportunità di far ricadere nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11. Ciò avrebbe l'effetto di promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, i quali orienterebbero i propri investimenti basandosi principalmente su logiche di mercato. In tale contesto, sarebbe infatti il mercato stesso a incanalare i nuovi investitori in una procedura autorizzativa dai tempi e dagli esiti meno rischiosi con beneficio per tutto il sistema in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere all'entrata nel mercato italiano.

Un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe altresì essere utile ad accelerare la rimozione dei colli di bottiglia tutt'ora

---

<sup>12</sup> Questo problema è stato forse acuito dalla presenza di un prezzo unico nazionale lato acquisto, che quantomeno non aiuta le collettività locali a considerare nella propria decisione i benefici apportati da nuovi investimenti in capacità produttiva.



esistenti sui transiti fra le zone che compongono il Continente.

#### **4. Mercati energetici al dettaglio**

##### *4.1. Quadro generale*

La completa apertura dei mercati dell'energia richiede un continuo ed attento monitoraggio da parte dell'Autorità al fine di valutare se e in quale misura il quadro regolatorio vigente consente il dispiegarsi della concorrenza e la realizzazione di un mercato caratterizzato da condizioni di offerta competitive per i clienti finali.

Lo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio richiede infatti la definizione di un quadro di regole promotrici della concorrenza nonché un'attenta valutazione dell'evoluzione di tali regole, al fine di permettere una transizione verso un sistema in cui il cliente diventi sempre più attivo e centrale.

In tale valutazione, alcuni strumenti di tutela, quali gli strumenti di tutela di prezzo, definiti inizialmente per consentire a ciascun cliente finale, libero di poter scegliere il proprio venditore, di bilanciare l'iniziale limitato potere contrattuale e la possibile scarsa consapevolezza, potrebbero evolversi o venire meno. Altri strumenti continueranno invece a rimanere necessari, tali sono quelli volti ad aumentare la capacità dei clienti finali di prendere decisioni "informate", e a migliorare la percezione da parte del medesimo cliente del funzionamento del mercato.

In tal senso si muove la recente regolazione in materia di contratti non richiesti entrata in vigore a giugno scorso. Al fine di contrastare un fenomeno che può fortemente minare la fiducia nel mercato dei clienti finali, infatti, l'Autorità ha previsto che la verifica dell'effettiva volontà del cliente di concludere il contratto nel mercato libero spetti al venditore; la medesima Autorità ha inoltre previsto misure, ad adesione volontaria, atte a garantire il ripristino della fornitura alle precedenti condizioni.

In generale, la regolazione dovrà, dunque, promuovere una domanda attiva, informata e consapevole, che serva da stimolo al confronto competitivo tra i venditori, idoneo a favorire la trasparenza delle offerte, la loro diversificazione e l'affermazione delle migliori pratiche commerciali. Siffatta linea d'azione, infatti, garantisce un miglioramento non solo per i clienti finali, ma in generale per tutti gli *stakeholders* dei mercati energetici.

Infine, dovranno permanere le regole volte ad assicurare l'interazione tra un numero rilevante di operatori, la gestione delle informazioni tra i medesimi e la disponibilità dei dati, inclusi quelli di misura: tali elementi costituiscono infatti le condizioni di contesto essenziali per il buon funzionamento del mercato. Per quanto riguarda, in particolare, lo *switching* da un venditore ad un altro, è già emersa nel passato la necessità di gestire in maniera centralizzata ed univoca informazioni e dati essenziali; in tale direzione va l'implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII). Il SII è stato istituito con l'obiettivo di consentire una gestione innovativa dei flussi informativi necessari per dar corso ai rapporti contrattuali del mercato liberalizzato, compresi i dati di misura.

La separazione delle diverse fasi della filiera tra gli operatori e la completa liberalizzazione dei mercati rendono inoltre necessario definire un quadro di regole certo in relazione alle modalità con cui i venditori possono sospendere la fornitura. Il nuovo assetto comporta anche la necessità di definire delle specifiche modalità di garanzia della copertura degli oneri relativi alle situazioni di mancato pagamento delle

fatture (morosità), in particolare per i soggetti sui quali grava l'obbligo di fornitura, a tutela del credito nei confronti dei clienti finali inadempienti. L'apertura del mercato ha, infine, evidenziato l'esigenza di contrastare alcuni fenomeni di inadempimento delle obbligazioni di pagamento, caratterizzati anche dall'utilizzo strumentale dello *switching*.

Ai fini della valutazione del livello di apertura dei mercati della vendita al dettaglio, volta anche all'evoluzione sopra indicata del quadro regolatorio, l'Autorità ha posto in essere una completa e puntuale attività di monitoraggio sulle condizioni di funzionamento dei mercati *retail* che comporta la raccolta di dati sistematici a partire dall'1 gennaio 2012 ed i cui risultati saranno illustrati nel primo Rapporto annuale previsto dalla deliberazione ARG/com 151/11 in materia di monitoraggio *retail*.

Peraltro, l'Autorità ha già iniziato ad utilizzare i risultati delle esistenti raccolte dati anche al fine di indagare ed eventualmente intervenire con opportuni strumenti, regolatori e non, laddove si riscontrino potenziali anomalie nel funzionamento dei mercati energetici.

Segnatamente, l'analisi dei dati relativi ai prezzi medi praticati ai clienti di piccole dimensioni nel mercato libero ha, infatti fornito prime indicazioni sul fatto che detti prezzi siano, in diversi casi, superiori a quelli applicati per i servizi di tutela. Con deliberazione 317/2012/E/com, è stata quindi avviata un'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio in modo da verificare, tra l'altro, l'effettiva esistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di indagarne le ragioni sottostanti, tra cui oltre a un possibile basso livello di consapevolezza da parte del consumatore non possono del resto escludersi livelli superiori di qualità commerciale, l'erogazione di benefit o premi ecc... L'indagine si pone come obiettivo, fra l'altro, quello di valutare la presenza di elementi di criticità nel mercato della vendita al dettaglio, che possono incidere sul comportamento dei clienti finali, e valutare, i potenziali interventi volti a migliorare il coinvolgimento dei clienti di piccola dimensione nel mercato, oltre che aumentare la loro capacità di appropriarsi dei benefici potenziali derivanti dalla concorrenza.

Con riferimento all'evoluzione dei mercati della vendita al dettaglio, si segnala che i clienti finali domestici serviti a condizioni di libero mercato nel corso del 2011 rappresentano circa il 17% dei clienti finali domestici nel settore dell'energia elettrica e circa il 10% dei clienti finali domestici nel settore del gas naturale<sup>13</sup>. Inoltre, i clienti finali non domestici che hanno cambiato il proprio fornitore nel 2011, dato monitorato attraverso il tasso di *switching*, è stato pari a circa il 12% del totale dei clienti nel settore dell'energia elettrica e a circa il 6% del totale nel settore del gas naturale. Tali dati, pur mostrando una buona dinamicità dei clienti finali, denotano una differenziazione fra i due settori, sia in ragione del diverso grado di sviluppo e di liquidità del mercato all'ingrosso, che in ragione del diverso assetto del mercato della vendita al dettaglio nei due settori, in termini di numerosità degli operatori presenti e di imprese distributrici con cui si devono interfacciarsi tali operatori. Peraltro i dati relativi ai clienti finali domestici serviti a condizioni di libero mercato non sempre evidenziano un vero cambio di fornitore, in quanto è possibile che si tratti di un passaggio dall'esercente il servizio di tutela ad un'altra società del medesimo gruppo piuttosto che nel cambio di contratto

---

<sup>13</sup> Il numero dei punti serviti nel corso del 2011 è calcolato come media *pro die*. Dati provvisori soggetti a integrazioni e rettifiche. Fonte: Indagine annuale sui settori regolati, 31 marzo 2012, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

con la stessa società.

In conclusione, la “capacitazione” dei clienti finali, la maggiore semplificazione delle regole e la corretta imputazione degli obblighi e delle responsabilità in capo ai diversi soggetti presenti sul mercato sono i principali elementi per saggiare il successo della liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio e, quindi, per valutare l’evoluzione futura delle forme di tutela nei confronti dei consumatori.

#### 4.2. *Servizi di tutela – Il completamento della regolazione dei regimi di tutela della continuità della fornitura*

In un mercato completamente liberalizzato possono verificarsi, anche per periodi transitori, situazioni in cui il cliente resti privo del proprio venditore. Con riferimento a tali casi, è stata dunque definita un’apposita regolazione, differenziata a seconda delle caratteristiche del cliente finale, ma comunque volta a garantire la continuità della fornitura e, al contempo, la certezza dell’attribuzione dei prelievi. Nello specifico, la continuità della fornitura viene garantita:

- a) per il settore dell’energia elettrica, attraverso i servizi di ultima istanza previsti dalla legge n. 125/07 (e confermati dal decreto legislativo n. 93/11), di salvaguardia per i clienti di dimensioni maggiori e di maggior tutela per i clienti di dimensioni minori;
- b) per il settore del gas naturale, attraverso il servizio di fornitura di ultima istanza (di seguito: FUI); il servizio di *default* su rete di distribuzione (di seguito SdD), introdotto dal decreto legislativo n. 93/11; il servizio di *default* Trasporto (di seguito SdDT), introdotto dalla deliberazione 249/2012/R/gas dell’Autorità e completato dalla deliberazione 363/2012/R/gas.

Nel settore del gas naturale, con riferimento ai clienti allacciati alle reti distribuzione, il decreto legislativo n. 93/11 ha previsto che sia l’impresa distributrice territorialmente competente a garantire la continuità della fornitura (SdD), qualora “*un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza fornitore di gas naturale e non sussistono i requisiti per l’attivazione del FUI*”. Tale disciplina, completata nel dettaglio dalle deliberazioni dell’Autorità ARG/gas 99/11 e 352/2012/R/gas permette di identificare, con riferimento a ciascun punto di prelievo, il soggetto preposto alla garanzia della fornitura, minimizzando sia i rischi di interruzione della fornitura a danno del cliente finale e di prelievo irregolare dei clienti finali a danno del sistema, sia l’incertezza di sistema. E’ infatti previsto che sia l’impresa distributrice, direttamente o avvalendosi di società terze, a garantire la fornitura nelle situazioni in cui il cliente rimane senza un venditore e non ci sono i presupposti per l’attivazione del FUI.

Con riferimento ai clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto, la disciplina del SdDT prevede, inoltre, che sia l’impresa maggiore di trasporto, SNAM, a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione al gas prelevato dai clienti privi di un fornitore cui imputare i prelievi. La medesima disciplina riconosce a Snam la facoltà di selezionare, tramite procedure concorsuali appositamente organizzate dalla medesima società, uno o più venditori che si impegnino ad assumere la qualifica di “fornitori transitori” ed il ruolo di utenti del servizio di trasporto e di bilanciamento per i punti di riconsegna per i quali dovrebbe essere attivato il SdDT nel periodo di tempo definito nelle procedure concorsuali.

#### 4.3. *Servizi di tutela - La tutela di prezzo*

Il decreto legislativo n. 93/11 ha confermato l'esigenza di definire, per un periodo transitorio, appositi strumenti di tutela di prezzo nei confronti dei clienti di piccole dimensioni.

In particolare, per il settore dell'energia elettrica tali clienti sono stati identificati, in continuità con il passato, come i clienti domestici e le piccole imprese. Per il settore del gas naturale invece il decreto legislativo n. 93/11 ha previsto che *“sono considerati clienti vulnerabili i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui”*.

Per quanto riguarda i clienti finali aventi diritto al servizio di tutela per il settore del gas naturale, è auspicabile che il legislatore individui specifici criteri d'identificazione. In particolare, sarebbe opportuno un intervento normativo che specifichi nel dettaglio i criteri di identificazione delle utenze comprese nelle *“utenze relative ad attività di servizio pubblico”*, al fine di eliminare qualunque forma di discrezionalità in merito a tale identificazione e permettere la corretta erogazione dei servizi di vendita, in particolare per alcune tipologie di utenze che, pur non appositamente tipizzate nel decreto, potrebbero essere ricondotte al concetto ampio di servizio pubblico. Tale esigenza di identificazione è altresì legata al fatto che i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico sono identificati tra i clienti non disalimentabili come verrà evidenziato meglio al successivo punto 4.7.

Sulla base delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11 sono state inoltre confermate le modalità di erogazione della tutela di prezzo nei due settori.

L'assetto dei regimi di tutela di prezzo per i clienti di piccola dimensione risulta differente nei due settori. Per il settore elettrico, infatti, l'esercente la maggior tutela è una apposita società di vendita, negli ambiti territoriali in cui l'impresa distributrice alimenta almeno 100.000 clienti finali, ovvero la medesima impresa distributrice negli altri casi; tale esercente deve approvvigionarsi dalla società Acquirente unico SpA. Per il settore del gas naturale, invece, il servizio è erogato da tutti i venditori che forniscono clienti di piccole dimensioni aventi diritto alle condizioni definite dall'Autorità, laddove il cliente lo desidera.

Per entrambi i settori, nell'ambito dei regimi di tutela di prezzo è poi previsto che l'Autorità definisca le condizioni standard di erogazione del servizio, sia economiche che contrattuali. Con specifico riferimento alle condizioni economiche, esse sono definite sia con riferimento alle fasi della filiera oggetto di liberalizzazione (mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio), che con riferimento ai servizi regolati erogati in regime di monopolio, comprensivi altresì delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema e alle ulteriori componenti.

Le componenti relative alle fasi della filiera liberalizzate sono definite dall'Autorità in funzione delle condizioni di mercato, anche al fine di non creare potenziali barriere all'uscita dai regimi di tutela dei clienti finali. Peraltro, tali modalità di determinazione risultano differenti per la parte relativa all'approvvigionamento della materia e per i costi di commercializzazione della vendita al dettaglio.

Con riferimento alla parte relativa all'approvvigionamento, le modalità di determinazione risultano, poi, differenti per il settore del gas naturale rispetto a quello dell'energia elettrica. In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, i prezzi di riferimento sono attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso un mero calcolo, minimizzando le distorsioni rispetto alle

dinamiche di mercato.

Per quanto riguarda il settore gas, invece, le attuali modalità prevedono una determinazione della componente relativa alla materia prima sulla base di una formula, indicizzata trimestralmente, definita principalmente sulla base delle condizioni di costo prevalenti nei contratti di approvvigionamento di lungo periodo (contratti *take or pay*). Tale metodologia, in coerenza con il processo di trasformazione delle dinamiche di mercato, richiede oggi una profonda revisione.

Tale revisione mira a trasferire al cliente finale i segnali di prezzo che si realizzano nel mercato all'ingrosso, prevedendo quindi modalità di determinazione dei prezzi allineati ai prezzi spot. Peraltro, tale soluzione trova fondamento in quanto previsto dal decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che fa riferimento, per una quota gradualmente crescente, ai prezzi del gas rilevati "a regime" sul mercato del gas naturale. Sulla scorta di tali previsioni, l'Autorità è già intervenuta, prevedendo, a partire dall'1 aprile del 2012, che transitoriamente nella formula utilizzata per determinare la componente relativa alla materia prima fosse compresa una quota indicizzata sulla base dei prezzi spot rilevati nei mercati del nord Europa; e ciò in attesa di poter considerare prezzi che riflettano le reali condizioni di approvvigionamento del mercato all'ingrosso nel nostro Paese. A tale proposito si rammenta, peraltro, il rilievo del regime di bilanciamento di merito economico recentemente introdotto quale fondamentale indicatore di mercato.

In questo contesto occorre inoltre considerare quanto detto in merito alla sostenibilità economica dei contratti di approvvigionamento *take or pay*; in particolare, in relazione alla gestione dei rischi connessi agli impegni di approvvigionamento di lungo periodo sostenibili con apposite coperture assicurative; ciò richiede, al fine, un meccanismo che consenta idealmente di suddividere il prezzo di fornitura in due parti: la prima relativa alla materia prima gas, associata ad un valore di mercato opportunamente calcolato sulla base degli scambi di gas all'ingrosso; la seconda, relativa al "servizio di copertura" dei rischi di prezzo e di volume.

Per quanto riguarda invece la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui agganciarne la determinazione, i prezzi di riferimento dovrebbero essere definiti sulla base di un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccola dimensione. Tale modalità permette infatti di non creare barriere all'ingresso di nuovi operatori nel mercato della vendita; e, tuttavia, potrebbe comportare una sovra-remunerazione percepita dai venditori per i clienti precedentemente serviti. Di conseguenza, la fissazione di prezzi definiti sulla base dei costi di un ipotetico operatore nuovo entrante comporta la necessità di prevedere appositi meccanismi che portino ad una remunerazione differenziata tra i diversi operatori del mercato della vendita al dettaglio.

La determinazione delle condizioni economiche e i regimi di tutela di prezzo si rendono ancora oggi necessarie al fine di mantenere i prezzi delle forniture di elettricità e gas al consumatore finale ad un livello ragionevole tenendo conto delle attuali condizioni dei mercati ancora caratterizzati da insufficienti dinamiche concorrenziali.

Tali misure di tutela sono tuttavia di natura transitoria, avendo le stesse un carattere dinamico ed evolutivo, ispirato a criteri di gradualità e progressività, in attesa del

definitivo superamento delle condizioni di contesto che giustificano l'adozione di tali misure. L'intervento del regolatore a tutela dei clienti di piccola dimensione dovrà quindi evolversi verso una situazione in cui le forme di tutela di prezzo non risultino più necessarie, sia perché risulta aumentata la conoscenza del mercato del cliente finale, che dovrebbe assumere un ruolo sempre più attivo e consapevole, sia perché lo sviluppo della concorrenza e la presenza di mercati funzionanti dovrebbero non rendere più necessarie forme di intervento diretto del regolatore in termini di definizione di condizioni standard di erogazione del servizio.

In quest'ottica, il monitoraggio continuo delle dinamiche di mercato consentiranno di acquisire gli elementi utili per una progressiva revisione degli attuali assetti in base alla continua apertura del mercato al dettaglio per definire ulteriori interventi volti a stimolare la concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio.

#### 4.4. *L'interazione tra i diversi operatori nel mercato retail*

Lo scambio delle informazioni e i processi funzionali all'acquisizione ed alla gestione dei clienti finali costituiscono un elemento rilevante dell'attività di vendita al dettaglio. Il venditore necessita, infatti, di informazioni sulle caratteristiche del cliente, sia nella fase di acquisizione del cliente stesso, che durante tutto il periodo di gestione del contratto (si pensi ad esempio ai dati di misura). Inoltre, per rendere operativa la fornitura a seguito della sottoscrizione del contratto di vendita, è necessario effettuare uno *switching*; processo che attualmente coinvolge sia il venditore che l'impresa di distribuzione cui è connesso il punto nella titolarità del cliente finale oggetto di cambio di fornitore. In tutte queste operazioni, com'è evidente, vengono dunque coinvolti diversi operatori, tra cui principalmente il venditore (nella sua qualità di utente del servizio di distribuzione) e l'impresa distributrice.

Le problematiche – gestionali ed operative - registrate nei predetti scambi di informazioni possono costituire una delle cause dell'ancora incompleto sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. La minimizzazione di tali problematiche potrà avvenire attraverso l'implementazione del sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas previsto dalla legge 13 agosto 2010, n. 129 e per il quale sono stati definiti i regolamenti di funzionamento e sono in corso di completamento le procedure di accreditamento di tutti gli operatori del mercato elettrico. Entro la fine dell'anno sarà inoltre costituito il registro ufficiale dei punti di prelievo e dei clienti finali, attraverso il quale potranno essere gestiti i processi relativi al mercato *retail* elettrico e, successivamente, l'operatività del sistema verrà estesa al mercato gas e alla gestione dei dati di misura.

L'adozione di un sistema centralizzato, basato su una banca dati accessibile a tutti gli operatori, consentirà uno scambio di informazioni molto più efficace fra tutti i soggetti del mercato, favorendo la concorrenza. La gestione dei dati di misura tramite il sistema apporterà notevoli vantaggi, affrontando una delle problematiche attualmente più rilevanti del mercato *retail*. Tali vantaggi si sostanzieranno in termini di standardizzazione delle informazioni e puntualità della loro messa a disposizione, dal momento che le imprese distributrici potranno essere più facilmente monitorate. Ciò avrà degli importanti riflessi anche sui clienti finali che saranno facilitati nei cambi di

fornitore e potranno, auspicabilmente, ricevere bollette sempre più aderenti ai loro consumi.

#### 4.5. *Consumatori attori del mercato*

I consumatori sono uno dei principali stakeholder del mercato e hanno una capacità di influenzarne le dinamiche se ne conoscono i meccanismi o se hanno gli strumenti per interagire virtuosamente, effettuando scelte consapevoli. Il mercato energetico è un mercato complesso e l'offerta di nuovi contratti spesso sfrutta tale complessità a svantaggio dei clienti finali. Con questa consapevolezza, il regolatore ha, dunque, l'importante compito di trasferire informazioni al cliente finale, per farlo partecipare più attivamente alle scelte regolatorie che sempre lo coinvolgono. Non si tratta, infatti, di sostituirsi al consumatore nelle scelte, ma di consentirgli una scelta consapevole, stante la asimmetria informativa che lo contraddistingue, aumentando al contempo la sua fiducia nel mercato attraverso una migliore implementazione degli strumenti di garanzia. Sotto il profilo della "capacitazione" del consumatore, le attività poste in essere riguardano, pertanto, l'informazione; la messa a punto di modalità di consultazione che amplino l'accesso stesso dei consumatori alla definizione delle regole, nonché l'efficientamento ed ampliamento delle garanzie attraverso una revisione del funzionamento dello Sportello per il consumatore di energia, da completarsi entro la fine dell'anno e l'avvio previsto di una nuova procedura di conciliazione ad aprile 2013.

#### 4.6. *Compensazione della spesa per le utenze disagiate*

In attuazione di quanto previsto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e dal decreto legge n 185/08, e dal decreto del Ministero della Salute 13 gennaio 2011 l'Autorità, con la collaborazione di ANCI, ha realizzato un meccanismo di compensazione della spesa energetica (fornitura di energia elettrica e del gas naturale) sostenuta dagli utenti economicamente e fisicamente disagiati. I criteri che fissano il livello del disagio economico misurato attraverso l'ISEE (indicatore di situazione economica equivalente) e le modalità di accesso alla compensazione per il disagio fisico sono stabiliti dai già menzionati decreti

La compensazione per disagio economico è rappresentata dal riconoscimento in tariffa di una componente negativa commisurata ad una compensazione pari circa al 20% della spesa per la fornitura elettrica e al 15% della spesa per la fornitura gas (al netto delle imposte) di un utente medio. La compensazione per disagio economico, a sua volta, è differenziata in valore a secondo della numerosità familiare e per quanto riguarda il settore del gas naturale è anche differenziata a seconda della categoria di utilizzo del gas, dell'area climatica di riferimento.

Nel corso del 2012 si è provveduto a rivedere il sistema di compensazione per disagio fisico per dare piena attuazione al già citato D.M. 13 gennaio 2011 e commisurare la compensazione ai consumi delle apparecchiature elettriche necessarie per il mantenimento in vita. Le nuove modalità saranno operative dal 1 gennaio 2013.

Ad oggi sono state riconosciute alle famiglie, circa 2.600.000 agevolazioni, di cui circa 1.600.000 attualmente in corso. Le famiglie numerose rappresentano mediamente il 3% del totale dei soggetti agevolati. L'onere complessivo del meccanismo, sostenuto dagli altri utenti del sistema nelle proprie fatture energetiche, è di circa 80 milioni di euro anno (al netto di circa 80 milioni a carico del Bilancio dello Stato).

Sono in corso approfondimenti per misurare l'impatto sulle bollette di un eventuale ampliamento della platea degli aventi diritto o di aumento della percentuale di copertura della compensazione, al fine di eventualmente rappresentare al governo, attraverso una apposita segnalazione tale possibile impatto. Da più parti e in più occasioni è stato infatti auspicato che, a fronte della crisi congiunturale che sta attraversando il Paese e dell'onere socializzato relativamente limitato, la platea degli aventi diritto possa essere allargata. Tale potestà resta tuttavia esclusivamente nella competenza del governo che solo può fissare un diverso limite di ISEE per l'accesso alla compensazione o disporre di aumentare la percentuale di copertura della compensazione.

#### 4.7. *La morosità*

Gli interventi dell'Autorità su tale materia sono ispirati a garantire che il fenomeno della morosità venga gestito da ciascun venditore, ottimizzando la gestione interna degli incassi e dei pagamenti, pur nel rispetto dei diritti dei clienti finali, al fine di minimizzare il proprio rischio creditizio. D'altra parte, l'Autorità ha ritenuto opportuno intervenire al fine di minimizzare l'onere che il mancato pagamento di alcuni clienti finali genera sull'intera collettività dei clienti sotto forma di un aumento dei prezzi. Con questa finalità sono stati introdotti gli strumenti di tutela nei confronti del fornitore uscente quali l'implementazione del sistema indennitario in caso di risoluzione del contratto, e si sono proposti appositi strumenti volti a mettere a disposizione del fornitore entrante informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali, pur nel rispetto della normativa sul trattamento dei dati sensibili (si veda in tal senso il documento per la consultazione 345/2012/R/com in tema di definizione di una banca dati relativa agli inadempimenti dei clienti finali nel settore energetico, BICSE). Una miglior percezione del rischio consente infatti ai venditori, ed in particolare ai nuovi entranti, di fare offerte a prezzi più bassi e/o di ridurre le garanzie richieste al cliente finale. Il tutto nella massima garanzia della fornitura al cliente finale che viene comunque assicurata attraverso gli appositi strumenti di tutela.

Occorre altresì sottolineare che la gestione della morosità, ed in particolare quello degli incassi dei crediti connessi, è in molti casi connesso a fattori indipendenti dal comportamento degli esercenti la vendita. Il mancato pagamento dei clienti finali dipende infatti anche dalle caratteristiche dei clienti finali serviti (in particolare il fatto che questi siano o meno disalimentabili) ed incide in modo critico su quei soggetti sui quali grava l'obbligo di erogazione del servizio<sup>14</sup>. In base a tale obbligo, posto dalla normativa primaria, tali soggetti devono infatti continuare a garantire la fornitura anche per clienti che, in possesso di determinate caratteristiche, sono identificati come non disalimentabili. Ciò comporta, nel caso in cui i clienti non disalimentabili si trovino in condizione di morosità, che il soggetto obbligato alla garanzia di continuità della fornitura non possa risolvere il contratto per inadempimento, restando quindi responsabile dei prelievi di tale cliente fintanto che questi non scelga un venditore sul libero mercato. Sotto tale profilo, gli interventi dell'Autorità a tutela del credito degli esercenti la vendita nei servizi di tutela, sono mirati a definire un insieme coerente di

---

<sup>14</sup> Tali soggetti sono gli esercenti la maggior tutela e la salvaguardia nel settore elettrico e il FUI o l'impresa di distribuzione in qualità di erogatore del SdD per il settore del gas



meccanismi di riconoscimento degli oneri della morosità che garantiscano adeguate coperture e che tengano conto dei fattori che incidono sull'entità del fenomeno stesso, ma che al contempo incentivino gli esercenti la vendita ad adottare comportamenti volti ad una gestione efficiente del credito.

Al fine quindi di minimizzare gli oneri derivanti sull'insieme dei clienti finali dal fenomeno della morosità, risulta essenziale far gravare in primo luogo sui clienti che li generano i suddetti oneri.

Soprattutto, potrebbe aiutare una previsione di legge che identificasse specifici criteri per individuare i clienti non disalimentabili, in modo che i Ministeri competenti siano in grado di individuare un elenco di clienti non disalimentabili definito in modo univoco ed esaustivo e minimizzare la discrezionalità degli operatori coinvolti nella predisposizione dell'elenco.

#### 4.8. *Aggregazione tra imprese di distribuzione*

Attualmente il servizio di trasporto del gas naturale e, in misura molto più rilevante, i servizi della distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale sono garantiti nel Paese da una pluralità di operatori di diversa dimensione. Questa situazione, a parere dell'Autorità, non è ottimale sotto il profilo dell'efficienza produttiva, in ragione di possibili recuperi di efficienza legati al conseguimento di economie di scala, e in rapporto alla competitività dei mercati, per effetto della numerosità dei soggetti e della difformità delle procedure da questi adottate. Per quanto riguarda la competitività dei mercati, la presenza di una pluralità di distributori e operatori di trasporto, alcuni dei quali, peraltro, godono di regimi di esenzione e semplificazione normativa e/o appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore del venditore, costituisce, da un lato, un elemento di difficoltà per l'entrata di nuovi operatori, dall'altro, rende più complessa la gestione dei clienti. L'Autorità intende, pertanto, promuovere, per quanto possibile e compatibilmente con la normativa primaria, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte, al fine di garantire il conseguimento di economie di scala e l'armonizzazione nella gestione delle reti; tale obiettivo sarebbe, in concreto, perseguibile abrogando le previsioni normative (art. 38, comma 3, d.lgs. n.93/11) che, in sostanza, salvaguardano l'esistenza dei piccoli operatori di dimensioni sottocritiche.

#### 4.9. *Sviluppo dei nuovi misuratori gas*

L'Autorità ha previsto la diffusione di misuratori teleletti e telegestiti, al fine di risolvere una delle maggiori criticità presenti nel settore del gas, ossia la definizione tempestiva di bilanci commerciali giornalieri di ciascun utente della rete di trasporto. La formulazione del bilancio commerciale della rete di trasporto è, infatti, elemento indispensabile per l'implementazione di meccanismi di mercato che consentano la corretta attribuzione della titolarità del gas tra i diversi utenti delle infrastrutture. In tale ambito, si inquadra anche la riforma del *settlement*, introdotta dalla delibera 229/2012/R/gas, che ha definito nuovi criteri per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento, prevedendo una procedura trasparente per la determinazione del gas prelevato da ciascun utente del bilanciamento, su base giornaliera (ove le misure non sono disponibili, ricorrendo a profilazione convenzionale), finalizzata anche all'applicazione degli stessi corrispettivi di trasporto e sbilanciamento.

La telelettura dei clienti finali, consentendo una maggiore disponibilità delle misure e l'emissione di fatture e minimizzando il ricorso a stime dei prelievi, permette, peraltro, di ridurre il numero di contenziosi dovuti a errori di fatturazione e di superare una serie di inefficienze e possibili comportamenti discriminatori nei confronti dei clienti, legati, per esempio, alla diversa frequenza di lettura del dato di prelievo.

In particolare, con la deliberazione 28/2012/R/gas e smi, l'Autorità ha aggiornato il piano per la sostituzione dei gruppi di misura. Tale aggiornamento si è reso necessario alla luce dell'evoluzione tecnologica e normativa del settore.

L'Autorità ha inoltre previsto verifiche con cadenza annuale della effettiva progressiva messa in servizio dei misuratori di nuova tecnologia.

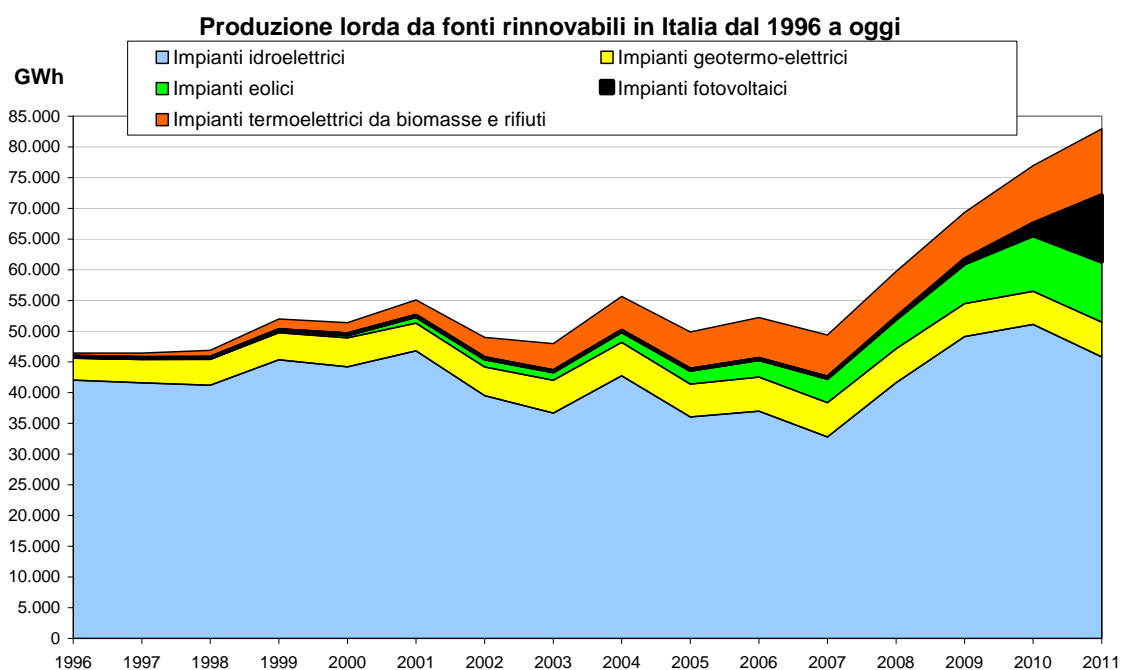
L'Italia, con l'adozione di tale programma d'installazione, si pone all'avanguardia a livello europeo nell'implementazione di sistemi, cosiddetti di "smart metering", la cui diffusione a livello comunitario è stata fissata al 2020 dal c.d. "Terzo pacchetto".

## 5. Lo sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'integrazione nel mercato e la promozione dell'efficienza energetica

### 5.1 Quadro generale

Con riferimento ai dati dell'anno 2011, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 83 TWh, a fronte di un totale nazionale pari a circa 303 TWh. La potenza relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia al 31 dicembre 2011 è, invece, pari a circa 41 GW, a fronte di un totale nazionale di circa 122 GW.

In particolare, l'evoluzione degli impianti fotovoltaici è stata estremamente rapida negli ultimi anni, come emerge dalle figure seguenti.



Anche alla luce del notevole sviluppo degli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili (con particolare riferimento a quelle non programmabili) appare necessario un ripensamento. Gli strumenti incentivanti dovrebbero essere progressivamente ridotti, al fine di promuovere lo sviluppo di nuove tecnologie sempre più efficienti, fino al raggiungimento della *grid parity*.

In tal senso è apprezzabile il fatto che il decreto 6 luglio 2012 definisca i contingenti di nuova potenza incentivabile su base annuale fino al 2015, anche se nulla si dice per il periodo successivo al 2015 (non viene cioè ridefinito il *trend* fino al 2020, né i nuovi obiettivi che si intendono perseguire e non viene riportato alcun riferimento in relazione alla *grid parity*); è altresì apprezzabile il fatto che il decreto 5 luglio 2012 (quinto conto energia) preveda tetti massimi di spesa aggiuntiva su base semestrale per i primi cinque semestri.

Si ritiene, tuttavia, che i valori unitari delle tariffe incentivanti previste per le fonti rinnovabili diverse da quella solare possano allinearsi ai valori mediamente diffusi negli altri Paesi europei solo grazie al buon esito di procedure concorsuali ben disegnate, che portino a riduzioni significative rispetto al valore base d'asta di partenza; del resto, che i valori unitari delle tariffe incentivanti previste per il fotovoltaico siano ancora più elevati rispetto a quelli mediamente diffusi negli altri Paesi europei emerge dalla stessa relazione di accompagnamento al decreto fotovoltaico.

Nei prossimi anni occorre fare in modo che gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili partecipino al mercato e si auto-sostengano, non più sulla base di un elevato incentivo garantito per 20 (o più) anni, ma sulla base di una sempre maggiore efficienza e di una maggiore propensione a soddisfare i carichi in sito.

Occorre inoltre promuovere lo sviluppo di soluzioni innovative che tengano anche conto delle esigenze del sistema elettrico e che consentano la prestazione di servizi necessari per la rete.

Tali elementi appaiono fondamentali per la ridefinizione degli obiettivi nazionali settoriali e delle strategie per il loro raggiungimento.

In più, un così rapido sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, richiede necessariamente un'altrettanto rapida evoluzione regolatoria, affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico e possano avere una penetrazione crescente nel tempo e sostenibile.

In questo contesto, l'obiettivo dell'Autorità in relazione alle fonti rinnovabili (soprattutto non programmabili) "elettriche" è di promuovere una piena integrazione degli impianti alimentati da tali fonti nel sistema elettrico, affinché la loro penetrazione possa crescere nel tempo mantenendosi, però, sostenibile e garantendo, altresì, la sicurezza del sistema elettrico medesimo.

Tale obiettivo si può raggiungere operando in maniera coordinata su due fronti:

- lo sviluppo delle infrastrutture di rete, ove necessario;
- le modalità di gestione delle reti, ovvero il dispacciamento, promuovendo interventi che riguardino sia i gestori di rete che i produttori. Non basta più un sistema caratterizzato da una evidente separazione tra reti "intelligenti" (la RTN) e reti "passive" (le reti di distribuzione); occorre, invece, un sistema in cui anche le reti di distribuzione, in particolare quelle dove coesistono produzione e carico, progressivamente da "passive" diventino "attive" (*smart grid*). Analoghe

considerazioni devono valere per la gestione degli impianti di produzione; anche quelli che fino ad oggi/ieri erano “passivi” (cioè che non fornivano servizi di rete) devono diventare progressivamente più “attivi”, dovendo contribuire alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico. Non è più possibile escludere dall’obbligo di essere “attivi” gli impianti di piccola taglia (connessi alle reti di bassa e media tensione) poiché la somma delle potenze installate è ormai tutt’altro che trascurabile.

I predetti profili sono strettamente correlati e, in alcuni casi, potrebbero essere alternativi. Ad esempio, la realizzazione di nuove reti consente l’incremento della capacità di trasporto tra zone e, di conseguenza, consente un incremento della capacità di regolazione, riducendo la necessità di interventi nell’ambito del dispacciamento. Viceversa, l’ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili.

Anche la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali e, più in generale, del *demand side management*, in prospettiva potrebbe dare un contributo ad una efficace integrazione delle fonti rinnovabili elettriche, nella misura in cui le risorse lato domanda saranno in grado di contribuire alla fornitura di servizi di flessibilità al sistema.

## 5.2 *Gli interventi dell’Autorità*

### *Lo sviluppo delle infrastrutture di rete*

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete passa attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture, necessarie per velocizzare la connessione dei nuovi impianti e per aumentare la capacità di trasporto intrazonale e interzonale al fine di risolvere le congestioni; l’adeguamento delle infrastrutture esistenti, al fine di modificarne le modalità di gestione (ad esempio trasformazione di reti passive in reti attive, etc.).

La necessità di sviluppare la rete esistente al fine di accogliere tutta l’energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e, in particolare, da quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili appare piuttosto urgente in alcune aree del Paese, caratterizzate da elevati potenziali di generazione e da scarso carico elettrico locale. Già oggi, infatti, vi sono reti elettriche realmente sature (alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti, per lo più eolici, e carichi limitati o nulli) e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica potenzialmente immessa laddove potrebbe essere consumata.

La saturazione reale rischia di essere ancor più acuita dallo sviluppo repentino ed esponenziale degli impianti fotovoltaici; ed infatti, a tempi di realizzazione degli impianti piuttosto rapidi corrispondono tempi di realizzazione degli sviluppi di rete di gran lunga superiori. Da parte sua, l’Autorità, nell’ambito dei propri poteri per lo più di natura tariffaria, sta cercando di promuovere (seppur in via sperimentale) l’accelerazione nella realizzazione delle reti o degli elementi di rete nelle zone più critiche (deliberazione ARG/elt 199/11).

Occorre inoltre adeguare le infrastrutture esistenti, assicurando il passaggio da un servizio sostanzialmente “passivo” della rete (prevalente indirizzato al consumo) ad uno “attivo” (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi). La diffusione delle *smart grid* permetterà sia un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili diffuse, sia lo sviluppo di un sistema innovativo di dispacciamento su reti di

distribuzione in grado di garantire all'interfaccia con la rete di trasmissione nazionale profili di carico programmabili e tali da ridurre la necessità di impianti di produzione di riserva, per lo più alimentati da combustibili fossili.

L'Autorità, al riguardo, ha già promosso 8 progetti dimostrativi su reti reali, attualmente in corso, per valutare la valenza delle principali tecnologie identificabili come *smart*; il risultato di queste sperimentazioni dovrebbe consentire, nel corso del 2013, di predisporre un meccanismo incentivante per lo sviluppo di *smart grid*, calibrato sia sulle soluzioni tecnologiche da promuovere, sia sui benefici conseguibili.

Infine, occorre valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (quali le batterie) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 199/11, ha previsto per il periodo regolatorio 2012 – 2015 una extra remunerazione dei nuovi investimenti in progetti pilota, opportunamente selezionati, relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica per le reti di trasmissione e di distribuzione. Con la deliberazione 288/2012/R/eel, l'Autorità ha quindi definito i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante.

#### *Interventi nella regolazione del dispacciamento in relazione agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili non programmabili*

La forte e repentina diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili influisce sull'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento. In particolare:

- a) i profili di produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonal da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili;
- b) la carenza di informazioni aggiornate circa il livello e la localizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e circa il suo effettivo profilo di produzione orario zonale non consente al GSE, né di prevedere la produzione di tali impianti da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP), né di prevedere i fabbisogni orari zonal residui<sup>15</sup>, ai fini dell'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento.

Con riferimento al punto a), l'elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili comporta la riduzione dei carichi residui, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per l'aleatorietà della fonte e del carico. In più, qualora la produzione da fonti rinnovabili non programmabili sia concentrata in alcune ore, occorre disporre di capacità sufficiente per inseguire le rampe di presa di carico. Ad esempio, per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore di luce, l'aumento della loro produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico diurno e il massimo carico serale: distanza raccordata da una rampa di presa di carico "serale" più ripida della rampa di presa di carico "mattutina".

---

<sup>15</sup> Cioè il fabbisogno di energia al netto della produzione di impianti non programmabili.

Al fine di inseguire le rampe (serale e mattutina) risultano necessarie azioni rapide di bilanciamento mediante impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno.

L'Autorità era già intervenuta in materia fin dal 2008, limitatamente agli impianti eolici rilevanti, per i quali, con le deliberazioni ARG/elt 98/08 e 5/10, è stata resa obbligatoria la fornitura dei cosiddetti servizi di rete (tra cui la regolazione di potenza attiva e reattiva, la riduzione di potenza, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione, compatibilmente con le caratteristiche degli impianti medesimi). Tali obblighi sono stati recentemente estesi anche agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita con la deliberazione 84/2012/R/eel.

L'intervento dell'Autorità, recentemente confermato anche per gli impianti da connettere in bassa tensione, si è reso urgente per le forti e condivisibili esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale evidenziate da Terna.

Con riferimento al punto b), la carenza di serie storiche, la mancanza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e le potenziali inefficienze dei sistemi di previsione, aggravano i problemi derivanti dall'aleatorietà delle fonti e contribuiscono – in un periodo come l'attuale di crescita progressiva della capacità da fonti rinnovabili non programmabili - a sottostimare sistematicamente la produzione da queste fonti e a incrementare l'errore di previsione, da parte di Terna, dei fabbisogni orari zionali residui, da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento.

Quanto appena illustrato produce due effetti economici negativi:

- la sistematica sottostima della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ai fini delle offerte su MGP rallenta l'espansione dell'offerta concorrenziale su tale mercato;
- l'incremento dell'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui spinge Terna ad "approvvigionare" maggiori margini di riserva. A parità di altri fattori, ciò implica un incremento dei costi dell'attività di dispacciamento, oltre che una loro rilevante variabilità (e quindi scarsa prevedibilità).

Per attenuare le problematiche sopra evidenziate, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 5/10, ha introdotto un meccanismo premiante in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 4/10, ha anche previsto che il GSE effettui la previsione giornaliera della produzione aggregata imputabile alle unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Tali interventi, nell'attuale contesto, non sono però sufficienti. Pertanto, l'Autorità ha recentemente rivisto la disciplina del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili, al fine di favorirne l'integrazione nel mercato. In particolare, con la deliberazione 281/2012/R/efr, l'Autorità ha definito strumenti per responsabilizzare i produttori, affinché possano effettuare previsioni sempre più realistiche delle proprie immissioni di energia elettrica, trasferendo una parte dei costi degli sbilanciamenti sui titolari degli impianti responsabili dei medesimi sbilanciamenti, anziché continuare a socializzarli.

### La regolazione della domanda di energia

Sul fronte della gestione della domanda (*demand response*), la nuova Direttiva Europea in materia, di recentissima approvazione, ha attribuito nuovi compiti ai Regolatori nazionali. Sul fronte dell'efficienza negli usi finali di energia, l'Autorità è impegnata, da quasi un decennio, nella regolazione e gestione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), di cui è imminente l'estensione degli obiettivi dal 2013 al 2020 da parte del Governo. Il meccanismo ha, fino ad oggi, prodotto importanti risultati a costi estremamente contenuti (circa 1,8 c€/kWh risparmiato). In particolare, l'intervento di aggiornamento e razionalizzazione della regolazione tecnica effettuato nel novembre scorso (deliberazione EEN 9/11, cosiddette Linee guida) ha consentito di superare numerose criticità e sta promuovendo la presentazione di nuovi progetti, soprattutto di carattere strutturale (nel settore industriale e terziario). L'imminente definizione del nuovo quadro di riferimento normativo potrà consentire il consolidamento di tali effetti e il disegno di ulteriori interventi di regolazione per potenziare l'efficacia e l'efficienza del sistema.

#### *5.3. L'energia non soggetta al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema*

Circa il 7% dell'energia elettrica consumata (è il caso di clienti connessi alle reti di alta e altissima tensione e delle Ferrovie dello Stato) non è attualmente soggetta al pagamento della parte variabile delle componenti tariffarie A. In più, circa il 9% dell'energia elettrica consumata non è soggetto al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema (con l'eccezione delle componenti fisse, che vengono applicate in tutti i casi in cui vi è una connessione con la rete pubblica). Quest'ultima quantità di energia elettrica è, in particolare, quella:

- prodotta e istantaneamente consumata (che, quindi, non utilizza la rete elettrica) nell'ambito dei Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), come definiti dal decreto legislativo n. 115/08;
- prodotta e istantaneamente consumata nell'ambito delle Reti Interne d'Utenza (RIU), come definite dalla legge n. 99/09;
- prodotta, immessa in rete e ri-prelevata nell'ambito dello scambio sul posto per le fonti rinnovabili.

La quantità di energia elettrica non soggetta al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema è destinata ad aumentare con la diffusione della generazione distribuita che usufruisce dei vantaggi previsti per i SEU e dello scambio sul posto.

Al diminuire della quantità di energia elettrica per cui trovano applicazione le già richiamate componenti tariffarie, a parità di gettito complessivamente necessario aumenta il loro valore medio unitario, fino a raggiungere livelli di potenziale insostenibilità.

## *Appendice*

### *Ulteriori aspetti di interesse per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili*

#### *Aspetti autorizzativi*

Ad oggi, i principali ostacoli al rapido sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili sono da attribuire all'*iter* autorizzativo locale, che appare frammentato, molto diverso da una Regione all'altra, spesso burocratizzato e costoso, con tempi piuttosto lunghi (anche di anni) rispetto ai novanta giorni indicati dal decreto legislativo n. 387/03 per l'*iter* autorizzativo unico, al netto dei tempi previsti per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Tali problemi riguardano soprattutto gli impianti di più elevata taglia.

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

Positiva, sotto questo profilo, appare l'approvazione delle linee guida interministeriali per la semplificazione delle autorizzazioni, rilasciate da Regioni o enti locali, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Altrettanto positive sono le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento a:

- introduzione della procedura abilitativa semplificata, estendibile ad impianti di produzione fino a 1 MW, che potrebbe risolvere i problemi emersi con la DIA, più volte evidenziati dall'Autorità;
- introduzione di un procedimento unico, al quale partecipino tutte le amministrazioni interessate, per l'autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche, utilizzabile dai gestori di rete separatamente rispetto alle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione (articolo 4, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11).

Inoltre, sarebbe opportuno prevedere strumenti finalizzati a responsabilizzare maggiormente le Regioni e le amministrazioni coinvolte nel procedimento autorizzativo, al fine di rendere più certe le tempistiche nel rispetto delle normative vigenti. Ciò consentirebbe anche di eliminare i problemi relativi alla saturazione delle reti e quelli di carattere speculativo.

#### *Aspetti relativi alle connessioni*

In relazione alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, più volte l'Autorità ha segnalato la necessità di un intervento urgente, finalizzato a contenere i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione<sup>16</sup>. Tale fenomeno costituisce

---

<sup>16</sup> Al 31 dicembre 2011, in Italia, sulla base dei dati preliminari ad oggi disponibili, a fronte di quasi 330.000 preventivi accettati di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione, corrispondenti a più di 188 GW di potenza, circa 40 GW sono relativi ad impianti realmente connessi. Dei restanti 148 GW, ben 140 GW (di cui 69 GW riferiti a connessioni richieste prima del 2009) sono relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della



una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità, nei limiti dei propri poteri, è intervenuta:

- nell'agosto 2010; in particolare, la deliberazione ARG/elt 125/10 ha previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere ad una linea critica o in un'area critica, versi al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete differenziato per livello di tensione. Tale corrispettivo, da versare ogni anno fino alla completa realizzazione degli impianti di produzione, avrebbe dovuto essere trattenuto in tutti i casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione;
- nel dicembre 2011, a seguito dell'ordinanza cautelare con cui il Tar della Lombardia ha sospeso la deliberazione ARG/elt 125/10, l'Autorità è intervenuta nuovamente. In particolare, la deliberazione ARG/elt 187/11 ha previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere ad una linea critica o in un'area critica, versi al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete il cui valore unitario è pari a 20,25 €/kW (il valore più basso tra quelli definiti con la precedente deliberazione ARG/elt 125/10). Tale corrispettivo sarebbe stato versato *una tantum* e sarebbe stato trattenuto in tutti i casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione, ad eccezione dei casi di esito negativo dell'*iter* autorizzativo non imputabile al produttore;
- nel maggio 2012, a seguito dell'ordinanza cautelare con cui il Consiglio di Stato ha sospeso la deliberazione ARG/elt 187/11, l'Autorità ha adottato la deliberazione 226/2012/R/eel (a cui hanno fatto seguito le relative disposizioni per l'attuazione – deliberazione 328/2012/R/eel); tale provvedimento prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione. Rimane fermo un periodo iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione a cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione rimane valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Tale deliberazione si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete. Affinché quest'ultimo provvedimento abbia effetti rilevanti sul sistema, sarebbe necessario che il Ministero dello sviluppo

---

saturazione virtuale delle medesime reti. L'entità del fenomeno è rilevante, considerando che:

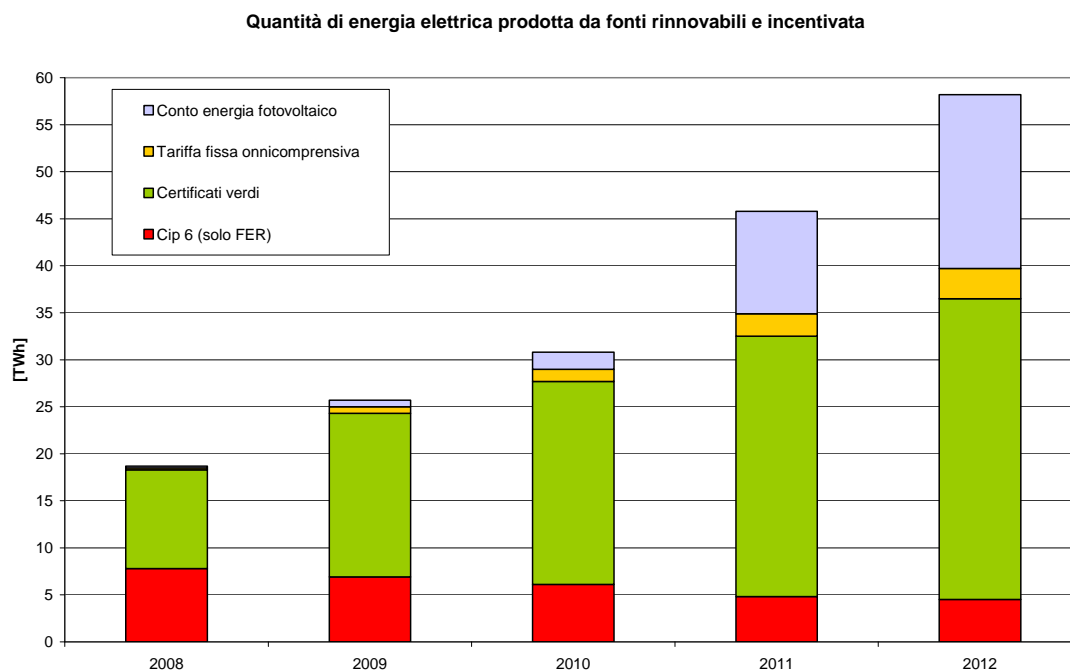
- in molte regioni i predetti preventivi accettati relativi ad impianti ancora da autorizzare superano di gran lunga la capacità installabile sulla base dei piani energetici regionali;
- a fronte di circa 140 GW di impianti ancora da autorizzare, ma che prenotano capacità di rete, la potenza elettrica complessivamente installata in Italia alla fine del 2011 era superiore a 120 GW (di cui circa 41 GW attribuibili alle fonti rinnovabili), mentre la domanda di energia elettrica alla punta nel 2011 era inferiore a 57 GW ed è attesa inferiore ai 75 GW nel 2020;
- la capacità di rete attualmente prenotata (quasi interamente attribuita alle fonti rinnovabili) è di gran lunga superiore alla potenza che ancora dovrebbe essere installata da impianti alimentati da fonti rinnovabili secondo quanto evidenziato negli schemi di decreto per la definizione dei nuovi strumenti incentivanti.

economico puntualizzasse alcuni profili applicativi delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di coordinare le attività e il ruolo dei responsabili dei procedimenti autorizzativi con quanto previsto dall'Autorità in materia di connessioni, garantendo così uno svolgimento più rapido ed efficiente dei predetti procedimenti.

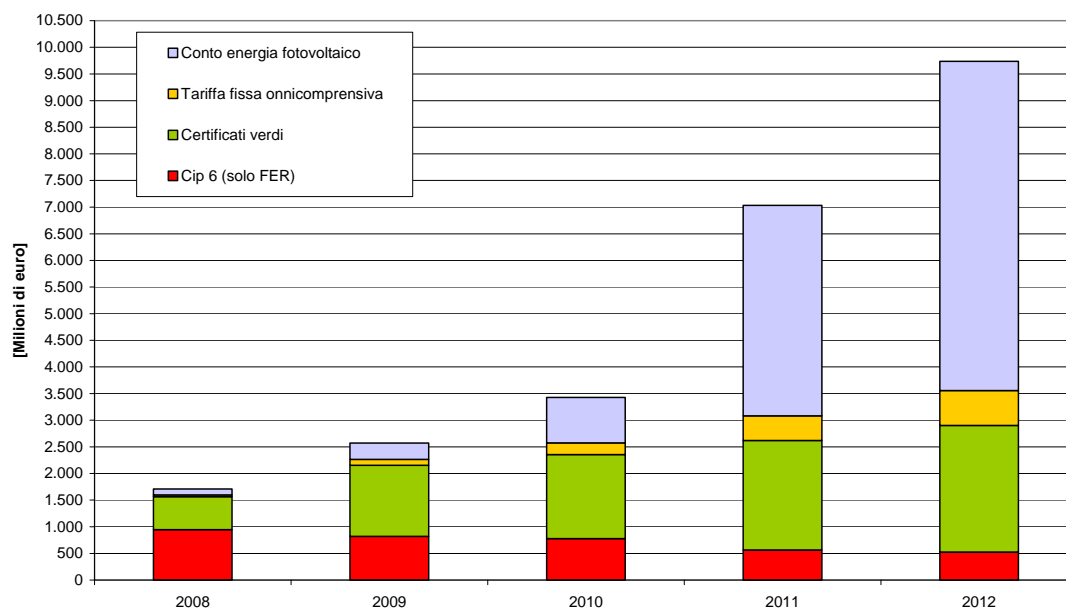
#### *Aspetti relativi agli incentivi*

Gli incentivi riconosciuti nel 2011 sono stati pari a circa 7 miliardi di euro (di cui 6,3 in capo alla componente tariffaria A3), per una quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata pari a circa 46 TWh.

Le successive figure ne evidenziano l'andamento, ivi inclusa la stima per l'anno 2012 (gli oneri evidenziati fanno riferimento ai soli strumenti di incentivazione e sono relativi alla sola energia elettrica prodotta o producibile in ciascun anno).



### Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili



A regime, gli strumenti di incentivazione vigenti prima dell'entrata in vigore dei decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 dovrebbero comportare un onere complessivo pari a circa 10,6 miliardi di euro su base annua. A tale onere si dovrebbe aggiungere:

- circa 1,5 miliardi di euro per i nuovi strumenti incentivanti introdotti con il decreto interministeriale 5 luglio 2012 per le fonti rinnovabili diverse da quella solare;
- circa 0,4 miliardi di euro per i nuovi strumenti incentivanti introdotti con il decreto interministeriale 6 luglio 2012 (quinto conto energia) per il fotovoltaico<sup>17</sup>,

per un totale circa pari a 12,5 miliardi di euro l'anno.

---

<sup>17</sup> Ciò poiché circa 360 milioni di euro dei 700 addizionali messi a disposizione dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 sono stati assegnati a impianti che beneficiano del quarto conto energia.