

La situazione descritta rende evidente l'esigenza di accelerare i potenziamenti della capacità di interconnessione volti a rimuovere i colli di bottiglia sulla direttrice Sud-Centro Sud, previsti nel piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale solo dopo il 2015.

## 2.2 MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

L'Autorità ritiene che lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo sia un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e, quindi, la concorrenza nel mercato all'ingrosso, al fine di fornire sia segnali di prezzo sia la possibilità di copertura dei rischi delle future evoluzioni del mercato *spot*.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato a pronti* (o *mercato spot*) caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati regolamentati a termine*, sono ancor oggi, a più di sette anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo su mercati a termine non regolamentati (OTC). Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate in fase di negoziazione di contratti bilaterali. Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili al fatto che le garanzie finanziarie richieste, per accedere a questi mercati, sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre possiedono tutte le informazioni rilevanti per valutare i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa, le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare il rischio derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la propria specifica controparte<sup>10</sup>. Per stimare la liquidità dei mercati a termine in Italia, è necessario analizzare i volumi dei contratti comunicati dagli operatori rilevanti<sup>11</sup> sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio (deliberazione ARG/com 155/11).

Al 31 dicembre 2011 circa l'89% delle transazioni sono avvenute attraverso contrattazione bilaterale (OTC).

I prezzi *forward* segnalano un'attesa di aumento dei prezzi dei contratti annuali *baseload* 2012 rispetto agli annuali *baseload* 2011 e, viceversa, una riduzione dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *peakload*. Il prezzo medio mensile (ponderato sulle quantità negoziate) dei contratti annuali *baseload* 2011 stipulati nel 2010 ha oscillato fra 65,8 €/MWh e 72,5 €/MWh, mentre il corrispondente prezzo medio dei contratti *peakload* ha oscillato fra 78,5 €/MWh e 89,6 €/MWh. Nel 2011, il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2012 ha oscillato fra 70,9 €/MWh e 76,8 €/MWh, mentre il corrispondente prezzo medio dei contratti annuali *peakload* 2012 ha oscillato fra 82,5 €/MWh e 86,9 €/MWh.

<sup>10</sup> Un fallimento a cascata può manifestarsi in sistemi finanziari interconnessi, nei quali il fallimento di un agente può innescare il fallimento degli altri agenti che operano nel mercato.

<sup>11</sup> Operatori con immissioni o prelievi a programma non inferiori a 3 TWh o capacità di produzione non inferiore a 400 MW.

SP

### 2.3 MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

La situazione del *mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)*, seppure in miglioramento rispetto agli anni passati, non è priva di criticità. Il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento è migliorato. In particolare, l'onere netto maturato nei primi 11 mesi del 2011 (829 mln €) si è ridotto del 27% circa rispetto allo stesso periodo del 2010, generando un risparmio di circa 300 milioni di euro. Tale riduzione è dovuta principalmente al forte calo dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (-40% rispetto al 2010), che si accompagna a una diminuzione meno marcata dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-28% rispetto al 2010)<sup>12</sup>.

A fronte della sensibile riduzione dei volumi movimentati, il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire<sup>13</sup>) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere<sup>14</sup>) è rimasto pressoché invariato nel Continente, mentre ha subito variazioni di segno opposto nelle due isole.

In Sicilia il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 20% nel corso del 2011, attestandosi a 123 €/MWh (contro i 154 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sicilia è diminuito del 7% (da 162 €/MWh del 2010 a 151 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 253% (da 8 €/MWh del 2010 a 28 €/MWh del 2011).

In Sardegna, viceversa, il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere ha subito un aumento del 46% nel corso del 2011, attestandosi a 208 €/MWh (contro i 142 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sardegna è aumentato del 57% (da 169 €/MWh del 2010 a 265 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 112% (da 27 €/MWh del 2010 a 57 €/MWh del 2011).

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile all'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Ciò emerge con chiarezza dall'analisi dei volumi movimentati a salire da Terna nel corso del 2011. Essi sono attribuibili:

- per il 67% a offerte accettate da impianti essenziali in regime di reintegro costi. Questo regime prevede che l'impianto sia offerto nel MSD ad un prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR);
- per il 16% a offerte accettate da impianti essenziali, che hanno optato per il regime "alternativo" al regime tipico di regolazione (con o senza ammissione alla reintegrazione dei costi). Questo regime prevede che la capacità produttiva essenziale

<sup>12</sup> L'Autorità ha introdotto con la deliberazione n. 351/07 un meccanismo di premi e penalità sull'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento svolta da Terna per il periodo 2009-2012 che ha contribuito a ridurre sensibilmente le quantità movimentate da Terna su MSD.

<sup>13</sup> Per i prezzi a salire si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di vendita ponderati per le quantità accettata in vendita nell'ora.

<sup>14</sup> Per i prezzi a scendere si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di acquisto ponderati per le quantità accettata in acquisto nell'ora.

dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas;

- per il 16% a offerte accettate senza vincoli regolatori.

Un così ampio utilizzo degli impianti essenziali in Sicilia ha determinato un allineamento tra il prezzo medio a salire su MSD e i costi variabili riconosciuti degli impianti essenziali selezionati su MSD nella maggior parte delle ore. A ciò va aggiunto che, in un numero elevato di ore, il prezzo offerto su MSD dagli impianti essenziali in regime di reintegro costi (ossia il costo variabile riconosciuto) ha superato il prezzo massimo offribile su MSD dagli impianti essenziali in regime "alternativo" (ossia il costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas). Questo elemento evidenzia l'inefficienza economica del parco di generazione siciliano e l'esigenza di urgenti interventi di ammodernamento. La situazione in Sicilia è destinata a migliorare ulteriormente il prossimo anno, per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali (+ 200 MW circa rispetto al 2011).

Per quanto riguarda la Sardegna, il peggioramento dei prezzi a salire su MSD è imputabile a una serie di eventi che hanno ridotto la concorrenza sul mercato ed hanno, conseguentemente, permesso ad alcuni produttori di esercitare il proprio potere di mercato. In particolare, si sono verificati una serie di guasti al SAPEI nei mesi di maggio e settembre, che hanno ridotto la capacità di interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Inoltre, in alcune settimane dell'anno, parte degli impianti, la cui produzione di energia elettrica è collocata sul mercato dal GSE, sono andati fuori servizio, riducendo significativamente l'offerta sull'isola. Infine, la capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali in Sardegna è stata molto inferiore rispetto alla Sicilia. Nel 2011, infatti, solo il 23% dei volumi a salire movimentati su MSD erano attribuibili ad offerte accettate da impianti essenziali. Nel corso del prossimo anno la situazione è destinata a migliorare, sia per effetto dell'avvenuta piena entrata in funzione del secondo cavo del SAPEI, sia per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema (+ 372 MW circa rispetto al 2011). Peraltro, in merito alla piena entrata in operatività del SAPEI, l'Autorità ha richiesto a Terna degli approfondimenti per comprendere sia le ragioni della sua tardiva entrata in operatività nel 2011 sia le ragioni che ne inibiscono la piena utilizzazione verso la Sardegna (870 MW nella direzione Continente-Sardegna rispetto a 1000 MW nella direzione inversa), oltre che gli eventuali accorgimenti tecnici che sarebbero necessari per conseguire tale obiettivo.

#### 2.4 ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Per quanto concerne l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, le analisi svolte da Terna indicano per l'anno 2012 la possibilità che si verifichino 10 settimane ad alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico nella zona Sicilia. Questa situazione è dovuta all'inadeguatezza del parco impianti e della rete in questa regione. Nelle restanti zone del Paese si registra comunque un eccesso di capacità produttiva unitamente al sovra-dimensionamento della capacità produttiva degli impianti termoelettrici a ciclo combinato rispetto alle altre tecnologie di generazione.

SP

Per il futuro, un contributo significativo sotto il profilo dell'adeguatezza del sistema verrà dal completamento e dall'entrata in operatività del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: mercato della capacità) del quale l'Autorità ha definito criteri e condizioni con la deliberazione ARG/elt 98/11.

## 2.5 MERCATO AL DETTAGLIO

Il mercato della vendita al dettaglio è caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di operatori, molti dei quali con quote di mercato estremamente basse. Infatti, sulla base delle informazioni raccolte ai sensi della deliberazione ARG/com151/11, alla data del 30 giugno 2011, i venditori attivi erano circa 300, inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela e quello di salvaguardia. Di questi solo 16 fornivano almeno 100.000 clienti. Nel valutare questo dato, è utile ricordare che molti di questi operatori sono collegati ad imprese di distribuzione – che oggi in Italia sono circa 140 – in quanto esercenti il servizio di maggior tutela, oppure in quanto imprese scorporate dalla distribuzione per svolgere l'attività di vendita al mercato libero.

Malgrado l'elevato numero di operatori, il grado di concentrazione resta molto elevato, in particolare nel segmento di mercato dei piccoli consumatori: famiglie e piccole imprese. L'analisi delle quote di mercato nel 2010, ultimo anno disponibile, mostra come Enel abbia coperto più dell'80% della domanda delle famiglie italiane e più del 40% dei volumi del mercato totale. I due operatori di dimensioni maggiori, dopo Enel, sono Edison e Electrabel/Acea, le cui quote di mercato, in termini di volumi venduti, sono rispettivamente del 9% e del 5,6%.

### Vendita alle famiglie e alle piccole imprese

Nella valutazione delle dinamiche della vendita al dettaglio è opportuno analizzare separatamente il segmento di mercato delle famiglie e delle piccole imprese (cosiddetti clienti di massa) e quello dei consumatori medio/grandi, che presentano caratteristiche sensibilmente diverse.

Con riferimento ai clienti di massa va poi ricordato che, data la loro potenziale vulnerabilità, sono stati attivati appositi strumenti di tutela. Tra questi, la possibilità di essere serviti a condizioni regolate, nell'ambito del cosiddetto *servizio di maggior tutela*, le cui condizioni, sia economiche sia contrattuali, rappresentano un importante riferimento per il mercato libero, si anche nella definizione delle offerte.

A quattro anni dalla liberalizzazione la percentuale di clienti domestici serviti a condizioni di mercato, al di fuori del regime di maggior tutela, ha raggiunto il 18%, con un incremento annuo compreso tra i 3 ed i 5 punti percentuali nel periodo 2008 – 2011. Si tratta di un lento ma continuo processo di apertura. Tuttavia, i dati segnalano che questi *switching* raramente rappresentano un genuino cambiamento di fornitore ma piuttosto si sostanziano spesso nel mero passaggio ad un'altra società collegata all'esercente la maggior tutela o, addirittura, nel semplice cambiamento di contratto con la medesima società. Infatti, nel 2011 circa il 13% dei clienti domestici forniti nel mercato libero, su un

totale del 18%, hanno scelto una società collegata all' esercente il servizio di maggior tutela da cui erano precedentemente forniti.

La situazione presenta connotati diversi se si guarda alle piccole imprese, aventi diritto al servizio di maggior tutela, che hanno preferito il mercato libero. A fine settembre 2011 circa il 37% aveva optato per il mercato libero, di cui circa il 13% con un venditore collegato all' esercente la maggior tutela. Nel valutare il grado di apertura è, tuttavia, necessario considerare anche che la vendita al dettaglio in questo segmento di mercato è stata avviata ben prima. Il processo di apertura si trova, dunque, in una fase più matura.

Un ulteriore elemento di interesse riguarda il tasso di rientro nel servizio di maggior tutela di consumatori serviti nel mercato libero. Tale tasso, definito come percentuale di clienti del mercato libero che nell' anno passano al servizio di maggior tutela, è andato crescendo nel tempo, in particolare con riferimento alle piccole imprese. Nel 2011 il 5,2% delle piccole imprese servite sul mercato libero ed aventi diritto al servizio di maggior tutela hanno deciso di tornare nel regime tutelato.

Tabella 1

Evoluzione del servizio di maggior tutela Punti di prelievo (valori assoluti arrotondati alle migliaia) (*)	ITALIA			
	2008	2009	2010	2011
<b>CLIENTI DOMESTICI</b>				
Situazione al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
Numero complessivo punti di prelievo (n°)	28.305	28.546	28.806	28.991
di cui:				
- serviti sul mercato libero (%)	5%	9%	14%	18%
- serviti in Maggior Tutela (%)	95%	91%	86%	82%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	0%	1%	1%	2%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	3%	7%	10%	13%
<b>PICCOLE IMPRESE ("BT altri usi")</b>				
Numero complessivo punti di prelievo inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (n°)	7.534	7.522	7.567	7.606
di cui:				
- serviti sul mercato libero inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (%)	28%	33%	35%	37%
- serviti in Maggior Tutela (%)	70%	66%	64%	62%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	2%	3%	4%	5%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	5%	8%	10%	13%
<b>DOMESTICI + PICCOLE IMPRESE ("BT altri usi")</b>				
Numero complessivo punti di prelievo inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (n°)	35.839	36.067	36.372	36.597
di cui:				
- serviti sul mercato libero inclusa la stima dei clienti sul libero al 30 giugno 2007 (%)	10%	14%	19%	22%
- serviti in Maggior Tutela (%)	90%	86%	81%	78%
Passaggi complessivi dal 1 luglio 2007 al 31 dicembre di ciascun anno (**)				
- rientrati in maggior tutela (%)	0%	1%	2%	2%
- passati al mercato libero con una società collegata al distributore a partire dal 1 luglio 2007 (%)	4%	7%	10%	13%

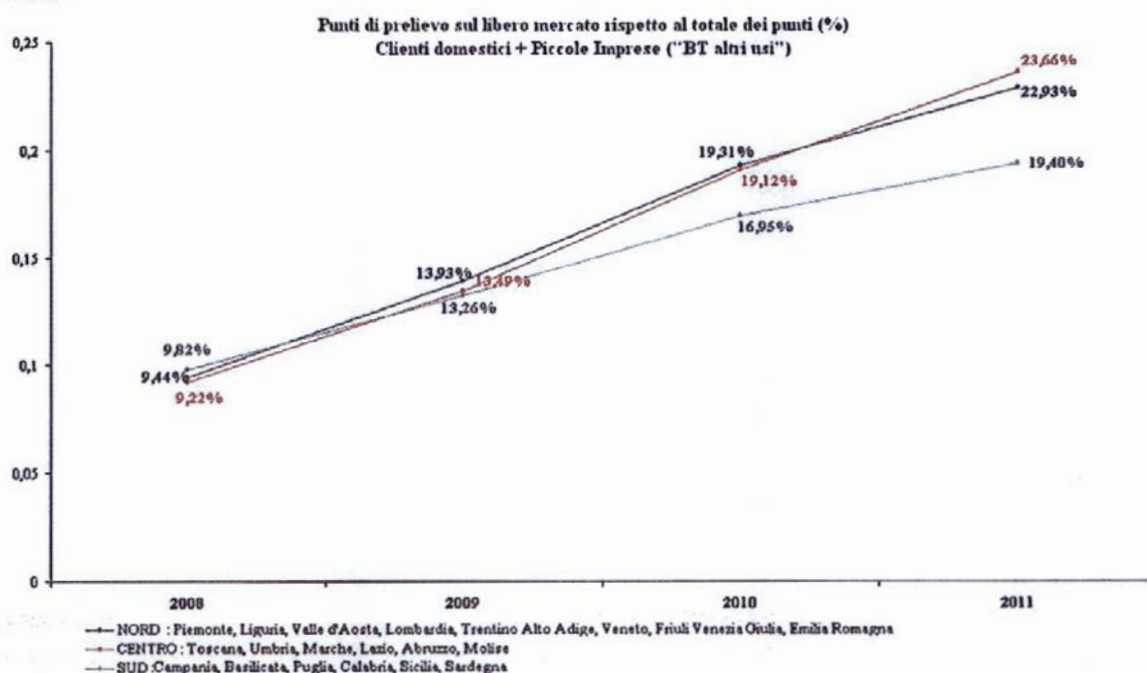
Note:

(\*) Valori stimati in base ai dati forniti da esercenti la maggior tutela, ai sensi dell'art. 6bis della Deliberazione 156/07 integrati con dati desunti dalla relazione annuale.

(\*\*) Per il 2011 i dati sono riferiti alla situazione al 30 settembre 2011.

La Tabella 1 mostra l'evoluzione dei tassi di *switching* a partire dall'anno 2008. Nella descrizione dei dati occorre specificare che la percentuale del numero dei punti forniti in maggior tutela per il 2011, attualmente disponibile, è provvisoria e riferita ai primi 9 mesi dell'anno.

Grafico 1



Se si analizza l'apertura del mercato (Grafico 1) sotto il profilo geografico, si nota come il processo di uscita dal servizio di maggior tutela a favore del libero mercato non sia omogeneo sul territorio. In particolare, il fenomeno appare più significativo al Centro e al Nord, mentre il Sud, già a partire dal 2010, presenta dei tassi di crescita molto inferiori.

Nell'ambito dell'analisi del mercato della vendita al dettaglio ai clienti di piccole dimensioni, occorre infine segnalare che, con il progredire dell'apertura del mercato, i consumatori hanno manifestato esigenze crescenti, da un lato, di trasparenza e, dall'altro, di supporto nella comprensione di un mercato ritenuto – a ragione – particolarmente complesso. Il periodo considerato ha visto anche un aumento sensibile dei reclami e delle segnalazioni per la mancata coerenza tra il servizio ottenuto e uno o più requisiti definiti dal contesto normativo e regolamentare.

In particolare nel 2010 e nel 2011 sono pervenute all'Autorità ed allo Sportello per il consumatore di energia, da parte di singoli consumatori e di associazioni di consumatori, numerose segnalazioni, aventi ad oggetto anche la conclusione di "contratti non richiesti", intendendosi, con tale definizione, la conclusione di contratti in esito a pratiche commerciali scorrette da parte del venditore, idonee a pregiudicare in misura apprezzabile il comportamento economico del consumatore medio.

Si evidenzia, infine, che nel corso del 2011 sono state presentate 1.876.290 domande volte ad ottenere il cosiddetto *bonus* sociale, introdotto con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, che consiste in una compensazione per la spesa della fornitura di energia elettrica e gas a favore di famiglie in condizioni economiche precarie. A fronte di tali domande, risultano agevolati 1.003.429 clienti elettrici e 621.800 clienti gas. Risultano altresì agevolati 16.364 clienti in gravi condizioni di salute, che utilizzano apparecchiature per il supporto vitale alimentate con energia elettrica.

*SP*

**Vendita ai clienti di maggiore dimensioni**

Per quanto riguarda i clienti finali di medio-grandi dimensioni, non sono previste esplicite norme di tutela di prezzo definite dall'Autorità, paragonabili a quelle del servizio di maggior tutela. Tuttavia, anche per questi clienti sono comunque previsti meccanismi a garanzia della continuità della fornitura, attraverso l'identificazione di un fornitore di ultima istanza, nell'ambito del *servizio di salvaguardia*. A differenza della maggiore tutela, il soggetto che eroga il servizio di salvaguardia viene selezionato attraverso apposite procedure concorsuali, differenziate per area territoriale e definite dall'Autorità sulla base di criteri stabiliti ai sensi della legge n. 125/07. In esito all'ultima procedura concorsuale svoltasi nel mese di novembre 2010, per il periodo dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2013, sono stati selezionati tre operatori per dodici aree territoriali. I corrispettivi da riconoscere agli esercenti la salvaguardia per il servizio erogato sono andati aumentando nel tempo in misura estremamente rilevante, anche se differenziata per operatore, a causa dell'incremento del fenomeno della morosità anche per effetto della crisi economica. Di conseguenza, il prezzo pagato dai consumatori serviti in regime di salvaguardia risulta oggi sensibilmente più elevato rispetto ai prezzi prevalenti nel mercato libero. Sarebbe dunque ragionevole, in prima approssimazione, attendersi un rapido passaggio dei clienti dalla salvaguardia al mercato libero. Questo processo di uscita è stato effettivamente rilevante nei primi anni di erogazione del servizio, tra il 2008 e il 2009. Tuttavia, nel 2011 ancora quasi 110.000 clienti erano serviti dagli esercenti il servizio di salvaguardia. La Tabella 2 mostra l'evoluzione del servizio di salvaguardia da maggio 2008 a settembre 2011.

TABELLA 2

SERVIZIO DI SALVAGUARDIA PER TIPOLOGIA DI CLIENTE  
Punti di prelievo

Tipologia di cliente	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
	n° di punti di prelievo (migliaia)				%			
<b>BT</b>	149,6	105,4	106,2	97,7	88%	87%	88%	89%
Illuminazione pubblica	26,3	17,0	15,3	14,1	15%	14%	13%	13%
Altri usi	123,3	88,4	90,9	83,5	72%	73%	76%	76%
<b>MT</b>	21,1	16,0	13,8	11,9	12%	13%	11%	11%
Illuminazione pubblica	0,2	0,1	0,1	0,1	0%	0%	0%	0%
Altri usi	20,9	15,8	13,7	11,8	12%	13%	11%	11%
<b>AT e AAT</b>	0,10	0,13	0,11	0,11	0%	0%	0%	0%
Altri usi	0,10	0,13	0,11	0,11	0%	0%	0%	0%
<b>Totale complessivo</b>	<b>170,7</b>	<b>121,5</b>	<b>120,0</b>	<b>109,7</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
<b>Δ% rispetto all'anno precedente</b>		<b>-29%</b>	<b>-1%</b>	<b>-9%</b>				

Note:

I dati sono stati comunicati dagli esercenti il servizio di salvaguardia nell'ambito del monitoraggio di cui all'art. 16 della Deliberazione 156/07.

I dati relativi al 2008 si riferiscono al periodo maggio-dicembre 2008.

I dati relativi al 2011 si riferiscono al periodo gennaio-settembre 2011.

La scarsa dinamicità in uscita del servizio di salvaguardia, a partire dal 2010, può essere almeno in parte spiegata dalla scarsa attrattività di questi clienti per i venditori del mercato libero. Un'altissima percentuale dei consumatori ancora in salvaguardia è costituita infatti da clienti morosi, per i quali l'attivazione del servizio è avvenuta in

conseguenza della risoluzione per morosità del contratto di vendita da parte dei loro fornitori, oppure dai clienti che non hanno mai scelto attivamente un fornitore sul mercato libero. Ciò risulta rilevante con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili, per i quali, in caso di morosità, non può essere eseguita la sospensione della fornitura. L'incidenza della morosità spiega in parte anche l'aumento dei corrispettivi.

Anche al di fuori del servizio di salvaguardia, quello della morosità sta diventando un elemento particolarmente critico nell'ambito del mercato della vendita al dettaglio, con impatti importanti sulle dinamiche concorrenziali. Nel corso del 2011 si è, infatti, confermata la rilevanza del fenomeno degli inadempimenti contrattuali e ritardi nei pagamenti da parte dei clienti finali. Questo, da un lato, è un segnale di sofferenza dei consumatori e, dall'altro, di aumento dei costi in capo ai venditori. Sono loro, infatti, i soggetti tenuti ad ottemperare alle obbligazioni contrattuali nei confronti, rispettivamente, dell'impresa distributrice e di Terna, nonché al versamento degli oneri fiscali, in presenza di morosità dei clienti finali serviti.

Il fenomeno ha assunto dimensioni rilevanti anche nel segmento dei piccoli consumatori, tanto da rendere necessaria l'attivazione di appositi meccanismi di riconoscimento dei relativi oneri agli esercenti: attualmente la componente a copertura dei costi connessi alla morosità è stato fissato, in misura prudenziale, pari a circa 4,7 euro/cliente/anno, per un totale di circa 130 milioni di euro annui mediamente riconosciuti agli esercenti la maggior tutela.

L'evoluzione del fenomeno relativo alla morosità, con riferimento ai clienti di piccola dimensione, può essere altresì valutato considerando il numero delle sospensioni della fornitura richieste relativamente a questa categoria di clienti. La sospensione della fornitura dovrebbe essere, infatti, uno degli strumenti maggiormente utilizzati da parte del venditore, ai fini della minimizzazione del rischio creditizio in caso di morosità del cliente finale. Sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, su un campione di venditori che servono più di 50.000 punti di prelievo, è possibile calcolare, per il periodo 1 gennaio 2010 - 30 settembre 2011, e con riferimento a ciascuna zona geografica (Nord, Centro, Sud), il rapporto tra le richieste di sospensione ed il numero di clienti mediamente serviti. Tale rapporto risulta in media pari a circa il 10%: ciò comporta che, per circa 10 punti di prelievo/clienti finali su 100, è stata presentata una richiesta di sospensione dovuta a situazioni di morosità. Le richieste di sospensione sono proporzionalmente al di sopra della media per i clienti della zona Sud (più del 12%). Dalla medesima analisi differenziata per tipologia di clientela emerge, inoltre, che le richieste di sospensione sono molto più frequenti per le piccole imprese (16%, di cui poco più del 21% nella zona Sud) rispetto alle famiglie (8%, di cui poco più del 10% nella zona Sud). L'aumento della morosità ha presumibilmente un impatto negativo sui prezzi di fornitura, tanto più quando il venditore non è in grado di selezionare i buoni ed i cattivi pagatori.

I costi connessi con l'insolvenza dei clienti finali non rappresentano l'unica voce di costo, che mostra preoccupanti pressioni al rialzo. Per quanto riguarda l'attività di commercializzazione dell'energia elettrica al dettaglio, le informazioni ad oggi disponibili evidenziano la presenza, nella prima fase di apertura del mercato, di un incremento dei costi. Ciò è causato, da un lato, dagli aspetti sopra descritti relativi alle interazioni tra i soggetti partecipanti al mercato (necessità di scambio delle informazioni, processi per la

9  
SP

gestione dei clienti finali) e, dall'altro, dall'aumento degli obblighi posti in capo a tutti i venditori in tema di tutela generale del cliente finale.

## 2.6 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

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

### Procedure autorizzative

Ai fini di uno sviluppo armonico della generazione e della trasmissione, si rende opportuna una revisione delle procedure autorizzative degli impianti di generazione e delle infrastrutture di trasmissione, caratterizzate da un'estrema aleatorietà dei tempi e degli esiti. In altre parole, il rischio autorizzativo è così elevato da scoraggiare gli investimenti. Ciò depotenzia l'efficacia del mercato della capacità come mezzo di coordinamento degli investimenti in capacità produttiva nel lungo periodo e come meccanismo idoneo ad incrementare la contendibilità del mercato. Già un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 - che prevede che gli impianti e le infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri siano "dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili" - potrebbe contribuire a mitigare il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Se in tale elenco fossero inseriti 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 (*capacity payment*), la partecipazione al predetto mercato ne sarebbe sicuramente avvantaggiata.

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 tuttora esistenti sui transiti fra le zone che compongono il Continente che, secondo i piani di sviluppo della rete di Terna, non ha ancora una precisa scadenza (interventi post-2015).

### Disciplina del mercato elettrico e del dispacciamento

Relativamente alla disciplina del mercato elettrico, la presenza di diversi elementi (quali l'integrazione del mercato del giorno prima della Borsa elettrica italiana con gli omologhi mercati dei Paesi confinanti, il potenziamento - sinora mai effettuato - della rete di trasmissione nazionale, l'avvio del sistema di remunerazione della capacità produttiva,) portano, inoltre, a ritenere superata la revisione del meccanismo di formazione dei prezzi nel mercato organizzato, inducendo a rivedere la previsione dell'introduzione del *pay as bid* a partire dal prossimo 1° aprile.

Al fine integrare la ragguardevole e crescente produzione da impianti fotovoltaici ed eolici preservando la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico, si ritiene opportuno procedere a una revisione dell'architettura dei mercati a pronti (MGP, MI e MSD) in maniera tale che:

- gli algoritmi di risoluzione dei mercati e l'articolazione delle offerte riflettano in maniera più accurata i vincoli di esercizio della rete di trasmissione e delle unità di

9  
P  
8P

produzione (ivi inclusi gli stringenti vincoli derivanti dalla normativa ambientale) nonché la struttura dei costi associata al servizio offerto al sistema elettrico;

- l'articolazione dei servizi offribili e le loro caratteristiche riflettano in maniera più efficiente ed efficace le nuove esigenze del sistema elettrico ai fini dell'integrazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili;
- la partecipazione alla fornitura dei servizi sia ampliata estendendola per quanto possibile anche alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e alle unità di consumo.

### Flussi informativi e *switching*

L'effettiva apertura dei mercati al dettaglio e lo sviluppo della concorrenza richiede, altresì, il coordinamento delle attività svolte dai diversi operatori, precedentemente integrate, attraverso il coordinamento tra attività, precedentemente integrate, svolte dai distributori e dai venditori nella gestione dei clienti finali. Tra i processi a più elevata criticità ci sono quello dello *switching* dei clienti finali e quello della gestione dei dati di misura. Per quest'ultimo processo, oltre alla necessità di standardizzazione delle modalità di scambio dei dati tra distributori e venditori, si ravvede l'ulteriore esigenza di gestire in modo centralizzato e univoco informazioni che sono essenziali per garantire la qualità del servizio offerto ai clienti finali. L'estensione dell'ambito di applicazione del sistema informatico integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi alle misure dei consumi di energia elettrica e di gas, come previsto dall'articolo 22 del decreto-legge n. 1/2012, attualmente all'esame del Parlamento per la sua conversione in legge, ben soddisfa entrambe le esigenze.

### Morosità

Per quanto riguarda la morosità, l'Autorità ritiene che il fenomeno, in linea di principio, debba essere gestito da ciascun venditore, che dovrebbe ottimizzare, pur nel rispetto dei diritti dei clienti finali, la gestione interna degli incassi e dei pagamenti, al fine di minimizzare il proprio rischio creditizio. Tuttavia, è opportuno che la regolazione possa intervenire attraverso appositi strumenti di tutela nei confronti del fornitore uscente (ad esempio, anche con l'implementazione del sistema indennitario in caso di risoluzione del contratto), nonché mettendo 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.

Nei confronti della deliberazione ARG/elt 219/10, che regola il funzionamento del Sistema Indennitario, istituito dalla deliberazione ARG/elt191/09, alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR della Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento. Gli operatori hanno fondato il ricorso sui seguenti tre ordini di motivi.

In primo luogo, l'Autorità avrebbe imposto, con l'istituzione del Sistema Indennitario, l'estensione all'esercente la vendita entrante degli effetti del contratto tra l'uscente e il cliente finale. Ciò comporterebbe una cessione forzosa del credito, senza che l'esercente la vendita entrante possa sottrarsi, travalicando, secondo i ricorrenti, i poteri attribuiti all'Autorità stessa.

In secondo luogo, il Sistema Indennitario implicherebbe delle disparità di trattamento tra esercenti la vendita nel settore elettrico, tutelando dal rischio creditizio principalmente l'*incumbent*, e tra operatori del settore elettrico e quelli del gas naturale, che non sono soggetti a tale istituto.

In terzo luogo, limiterebbe lo sviluppo della concorrenza, innalzando barriere all'entrata legate al trasferimento coatto del rischio creditizio dall'entrante all'uscente.

Nell'ambito di tale giudizio, l'Autorità ha dispiegato le proprie difese, ritenendo tali motivazioni infondate.

Il Sistema Indennitario implica, infatti, non una cessione del credito ma il pagamento di un indennizzo che non cancella il debito del cliente finale nei confronti dell'esercente la vendita uscente. Inoltre, tutela indistintamente tutti gli esercenti la vendita uscenti potenzialmente danneggiati dal diffondersi del c.d. turismo energetico, *incumbent* e non, indipendentemente da chi si trovi a ricoprire nelle singole circostanze la posizione di uscente o di entrante.

L'udienza per la discussione del ricorso, su richiesta dei ricorrenti, è stata rinviata dal TAR al 12 aprile 2012, anche in considerazione dell'apertura, da parte dell'Autorità, di un procedimento di modifica e di integrazione della disciplina del Sistema Indennitario<sup>15</sup>, volto a minimizzarne le potenziali criticità nei confronti dell'esercente la vendita entrante segnalate dagli operatori, tra cui i ricorrenti. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha avviato una consultazione<sup>16</sup>, all'interno della quale sta concludendo l'analisi delle risposte inviate dagli operatori. Un ulteriore aspetto di elevata criticità riguarda la gestione dei clienti non disalimentabili, dove il rischio creditizio, assunto dal soggetto obbligato a garantire la continuità della fornitura (l'esercente il servizio di maggior tutela/l'esercente il servizio di salvaguardia), deve trovare apposite forme di copertura nei confronti dei soggetti morosi. Ciò implica una maggiorazione, implicita o esplicita, del prezzo pagato dagli altri clienti finali. Su quest'ultimo aspetto si potrebbe intervenire, anche a livello normativo primario, definendo criteri di identificazione dei clienti non disalimentabili, tali da circoscrivere l'appartenenza a detta categoria solo ai soggetti veramente meritevoli di tutela o da limitare il periodo di tempo in cui un cliente finale può essere inserito in tale elenco; si potrebbero, altresì, individuare modalità alternative di copertura degli oneri derivanti dalla morosità dei clienti non disalimentabili.

#### **Contratti non richiesti e *bonus sociale***<sup>17</sup>

A fronte dei numerosi reclami in ordine all'effettiva sottoscrizione del contratto o alla veridicità delle sottoscrizioni apposte dai clienti finali o relativi all'attività scorretta degli operatori commerciali, che hanno fornito al contraente informazioni non veritiere, l'Autorità ha avviato una ricognizione puntuale per acquisire informazioni ed

<sup>15</sup> Procedimento avviato con la deliberazione 28 giugno 2011, ARG/elt 89/11, "Avvio di procedimento per l'adozione di disposizioni in materia di completamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09".

<sup>16</sup> Consultazione avviata con la pubblicazione del documento DCO 32/11 "Disciplina in materia di funzionamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09".

<sup>17</sup> Quanto contenuto nel presente paragrafo è da riferirsi anche al settore gas.

argomentazioni sul fenomeno, al fine di individuare e, ove possibile, condividere con le parti interessate, le soluzioni più efficaci al problema.

In esito a questa prima ricognizione, l'Autorità ha emanato, il 15 dicembre 2011, un documento di consultazione (DCO 46/11), in cui sono state formulate proposte volte, da una parte, a promuovere azioni volontarie per prevenire il fenomeno dei contratti e delle attivazioni non richiesti e, dall'altra, a ripristinare la situazione *quo ante*, garantendo al cliente medesimo la prosecuzione del rapporto di fornitura con il venditore volontariamente scelto senza soluzione di continuità e senza alcun onere. Al momento l'Autorità sta valutando le osservazioni degli operatori dopo la consultazione di adeguati strumenti, ai fini dell'emanazione di uno specifico provvedimento in materia.

Nel corso del 2011, l'Autorità ha avviato anche un procedimento (delibera ARG/elt 46/11) per completare la regolazione del *bonus* elettrico con riferimento ai malati gravi, in esito all'emanazione del decreto 13 gennaio 2011 del Ministero della salute, che stila un elenco delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate ad energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita delle persone che versano in gravi condizioni di salute.



### 3. MERCATO DEL GAS NATURALE

#### 3.1 MERCATO ALL'INGROSSO

Il consumo nazionale di gas naturale nel 2011 si è attestato attorno a 77 miliardi di Smc, in flessione rispetto agli 83 miliardi di Smc del 2010 e al picco di 86 miliardi di Smc registrato nel 2005. Sulla riduzione incidono condizioni climatiche più miti rispetto agli anni presi a riferimento, la congiuntura economica e le dinamiche del mercato dell'energia elettrica, dove la produzione da fonti rinnovabili sostituisce una quota dell'elettricità prodotta con gas naturale, in particolare per l'incidenza della produzione fotovoltaica nelle ore piene, tipica area di attività degli impianti a gas nel recente passato

Il consumo di gas del settore industriale nel 2011, pari a circa 13,5 miliardi di Smc, risulta sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente ma in forte riduzione rispetto al 2005, quando il consumo è risultato pari a circa 16 GSmc.

Nel 2011 i quantitativi di gas naturale importabili nel sistema nazionale, attraverso il pieno utilizzo delle infrastrutture di importazione, risultano pari a 107 miliardi di Smc: 97 miliardi di Smc via gasdotto e 10 via terminali di rigassificazione<sup>18</sup>.

Anche nel 2011 si sono registrati eventi che hanno inciso in maniera rilevante sui quantitativi effettivamente disponibili per l'immissione in rete: l'interruzione delle forniture dalla Libia, iniziata il 23 febbraio 2011 e parzialmente risolta a partire dalla metà del mese di ottobre 2011, ha comportato l'indisponibilità di volumi, oggetto di contratti esistenti, stimabili in circa 6 miliardi di Smc.

Nel complesso le importazioni nel 2011 hanno contribuito al bilancio nazionale del gas naturale con 70 miliardi circa di Smc; la produzione nazionale si attesta a circa 8 miliardi di Smc, sostanzialmente stabile dal 2009<sup>19</sup>.

Nel corso del 2011 non sono entrate in servizio nuove capacità di importazione.

Nonostante il tasso di utilizzo medio delle infrastrutture di importazione risulti sensibilmente inferiore al 70%, resta fondamentale il potenziamento del sistema infrastrutturale di importazione. Lo sviluppo delle infrastrutture consente il conseguimento di tre obiettivi prioritari: la diversificazione dell'offerta, la promozione della concorrenza e l'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti con la conseguente riduzione dei rischi di crisi come quella che si è verificata nella prima metà del mese di febbraio.

Il dato di utilizzo delle infrastrutture di importazione non sconta, infatti, l'elevata variabilità dei consumi nei vari periodi dell'anno, che possono ancora determinare situazioni di criticità legate ai limiti di capacità di immissione di gas nel singolo giorno, come ha evidenziato l'emergenza gas dei primi giorni di febbraio (cfr. appendice).

Le iniziative di sviluppo della capacità di stoccaggio, avviate in esito al decreto legislativo n. 130/10 con la realizzazione di complessivi 4 Miliardi di Smc, di cui poco più della metà già disponibili con il prossimo ciclo di stoccaggio dall'1 aprile, costituiscono un

<sup>18</sup> Più precisamente, per le importazioni via gasdotto, il dato fa riferimento ad un utilizzo medio nell'anno pari al 90% capacità giornaliera continue di trasporto. Il dato dei terminali è la capacità disponibile presso il terminale nell'anno e considera la parziale indisponibilità del terminale di Panigaglia nei primi nove mesi dell'anno.

<sup>19</sup> Al di là del peso ridotto della produzione nazionale sul fabbisogno nazionale, il dato è degno di nota poiché la produzione nazionale era in continuo ed inarrestabile declino: la stima per il 2011 era pari a circa 6 GSmc.

8P

presupposto essenziale per lo sviluppo della concorrenza. Tuttavia, lo sviluppo previsto, benchè contribuisca ad aumentare la sicurezza del sistema gas, non prevede un incremento ulteriore delle punte di erogazione ed iniezione proporzionale ai volumi di stoccaggio da realizzare.

Rileva nell'ambito dello sviluppo del sistema infrastrutturale italiano la decisione assunta con il decreto legge n. 1/12 di procedere alla separazione proprietaria del sistema di trasporto, stoccaggio e rigassificazione. A tale proposito è opportuno sottolineare quanto sia importante che la separazione riguardi l'attuale Snam comprensiva almeno dello stoccaggio. Questo consentirebbe, infatti, una regolazione più efficace e la possibilità di definire incentivi, per rendere più efficiente e orientata alle esigenze dei mercati la gestione complessiva dei servizi di rete, stoccaggio e rigassificazione.

Un altro elemento di novità nell'assetto proprietario delle infrastrutture di interesse per l'Italia è l'avvenuta cessione da parte di Eni, a fine 2011, delle quote di partecipazione nel controllo delle attività di trasporto del gas nei sistemi Transitgas, Tenp e TAG.

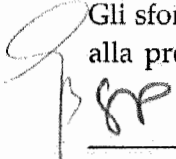
Si tratta di interventi che possono favorire lo sviluppo dei sistemi di trasporto e la gestione dei connessi servizi ma che non hanno effetti immediati sulla concorrenza del sistema nazionale, considerato che la cessione non incide sull'entità e la durata dei diritti di trasporto sui medesimi gasdotti. Conseguentemente, queste misure non hanno effetto sulla ancora elevata concentrazione del mercato all'ingrosso del gas naturale, sul quale non intervengono significative variazioni. Eni detiene una quota di mercato pari al 46%; seguono Edison con il 16%, Enel con il 12% e Gaz de France con il 5%.

Se è vero che un'efficace competizione nel mercato del gas naturale è favorita dallo sviluppo delle infrastrutture di importazione, anche in un'ottica di diversificazione dell'offerta, è altresì vero che permangono altre criticità, che devono essere risolte perché in Italia possa svilupparsi un mercato all'ingrosso liquido e caratterizzato da livelli di prezzo concorrenziali.

La presenza di queste criticità è evidente se si considera che, a fronte di elevate<sup>20</sup> differenze tra i prezzi del gas all'ingrosso nel nostro Paese e i prezzi *spot* rilevati nei principali *hub* europei, la capacità di trasporto dai suddetti *hub* europei ai punti di entrata nel sistema di trasporto del nostro Paese è solo parzialmente utilizzata.

È un tema che rientra nell'ambito della discussione, affrontata in sede comunitaria, sui meccanismi di gestione delle congestioni transfrontaliere. La riduzione dei consumi conseguente alla congiuntura economica di questi ultimi anni, unitamente alla disponibilità di gas a basso prezzo in alcuni *hub* continentali europei, hanno infatti reso manifesto lo scarso utilizzo delle infrastrutture esistenti per il trasporto del gas tra i vari Stati membri, evidenziando il fenomeno della cd. congestione contrattuale, ossia l'impossibilità di ottenere capacità di trasporto in alcuni gasdotti da parte degli operatori, poiché, sebbene fisicamente disponibile, la capacità risulta integralmente allocata ad altri operatori sulla base di contratti di lungo periodo.

Gli sforzi di ACER e della Commissione europea sono stati indirizzati, nel corso del 2011, alla predisposizione di misure volte a superare tali congestioni contrattuali e consentire

  
<sup>20</sup> In molti casi anche molto superiori ai connessi costi di trasporto.

quindi un sempre maggiore allineamento<sup>21</sup> tra i prezzi nei diversi mercati europei (compreso quello italiano al PSV), salvo i casi in cui si realizzi una congestione fisica.

In particolare, la Commissione europea ha sottoposto alla procedura di Comitologia un nuovo allegato del Regolamento gas n. 715/2009, relativo alla risoluzione delle congestioni nei punti di interconnessione dei gasdotti transfrontalieri, tanto più efficaci quanto maggiore è il coordinamento - tra imprese di trasporto interconnesse - nella gestione delle procedure di accesso alla capacità anche per orizzonte temporali brevi (*day-ahead* o *intraday*).

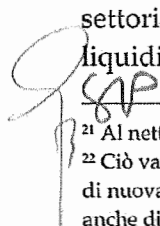
Nel corso del 2011 ACER ha inoltre emanato due linee guida relative all'allocazione della capacità nei gasdotti transfrontalieri e ai mercati di bilanciamento.

Nel primo caso, dette linee guida verranno tradotte, nei primi mesi del 2012, in un codice di rete da parte di Entso-g, introducendo un meccanismo di mercato per l'allocazione della capacità di trasporto e, in particolare, la creazione di prodotti integrati o "*bundled products*" che permettano di acquisire in un unico processo allocativo la capacità di trasporto in uscita da un sistema e in ingresso nel sistema confinante, permettendo di fatto uno scambio diretto tra *hub*. Tale modalità di allocazione della capacità dovrebbe essere estesa, entro cinque anni, anche ai contratti esistenti; ciò richiede che, di fatto, siano rinegoziati, al fine quanto meno di modificare i punti di consegna contrattuali, i contratti di lungo termine; contratti che, ad oggi, caratterizzano la grande maggioranza delle strategie di importazione in ciascun mercato europeo.

L'insieme delle disposizioni contenute nei due provvedimenti citati comporterà un profondo cambiamento degli attuali equilibri tra importatori e produttori, disegnando un mercato interno del gas naturale che, per certi aspetti, sembra seguire il percorso del mercato elettrico (allocazioni concorrenziali della capacità, spostamento delle contrattazioni verso orizzonti temporali di breve periodo).

È tuttavia importante sottolineare come questo processo, già molto avanzato, di riforma europea del mercato del gas se, da un lato, consentirà di ridurre, se non annullare, i differenziali di prezzo all'ingrosso tra l'Italia e gli *hub* limitrofi, dall'altro, però, sta rendendo sempre più critica la sostenibilità dei contratti di approvvigionamento *take or pay*. Questi cambiamenti richiedono pertanto una urgente analisi - e l'adozione di conseguenti strategie - sul ruolo svolto dai contratti *take or pay* quale strumento di garanzia di fornitura<sup>22</sup> e su possibili forme alternative di garanzia, che siano più coerenti con il nuovo disegno di mercato che si sta realizzando. Tra l'altro, diviene sempre più critica l'esigenza di procedere ad un adeguato sviluppo infrastrutturale, in grado di garantire anche una maggiore diversificazione potenziale delle fonti di approvvigionamento, per soddisfare la domanda europea.

Parallelamente al processo di modifica e di armonizzazione delle regole di mercato in ambito europeo, nel 2011 è proseguito il processo di miglioramento della regolazione settoriale, volto a ridurre i costi di transazione, migliorare la trasparenza ed aumentare la liquidità del mercato. Va in questa direzione, per esempio, l'introduzione del mercato del

 <sup>21</sup> Al netto eventualmente del valore assunto dai corrispettivi di trasporto.

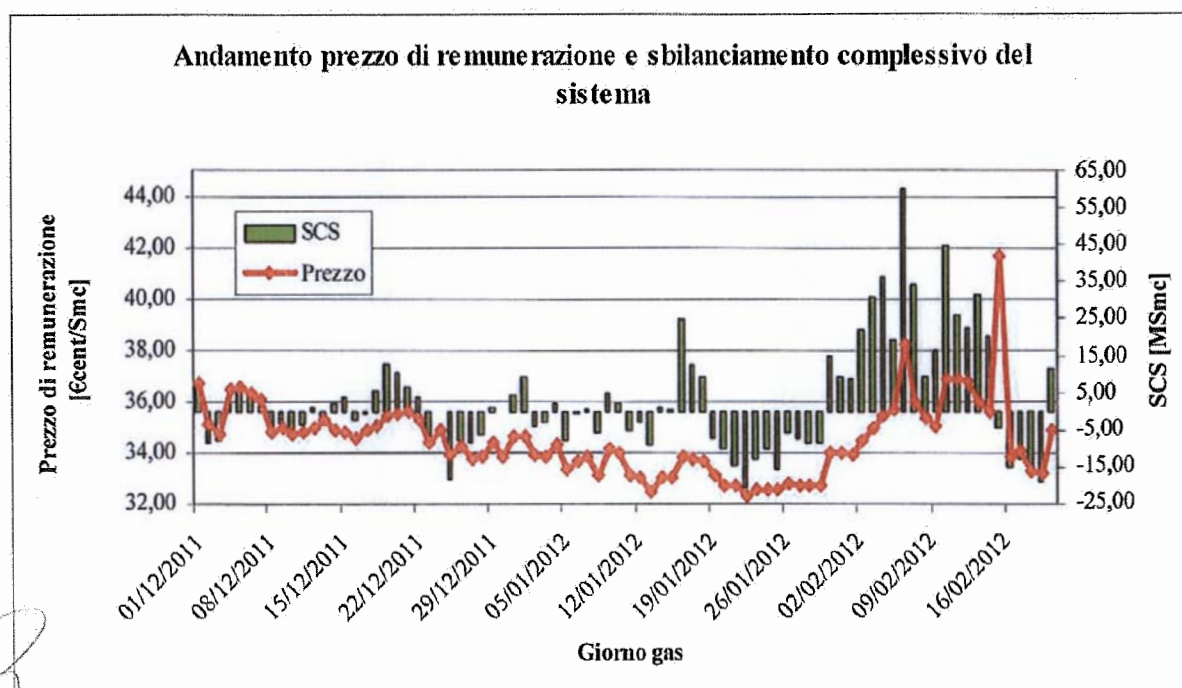
<sup>22</sup> Ciò vale sia con riferimento a considerazioni di lungo termine quale garanzia richiesta dai produttori per lo sviluppo di nuova capacità produttiva; sia con riferimento a considerazioni di breve termine per evitare possibili picchi di prezzo, anche di natura speculativa e/o per esercizio di potere di mercato.

bilanciamento di merito economico del gas naturale, definito da questa Autorità con la deliberazione ARG/gas 45/11.

Il superamento del precedente sistema di bilanciamento basato su penali amministrative e l'incremento di liquidità, conseguente alla formazione di un prezzo trasparente giornaliero del gas, rappresenta un passo fondamentale per lo sviluppo del mercato del gas naturale (ed i primi due mesi di funzionamento del sistema confermano la validità della scelta).

Di seguito si riportano due grafici relativi all'andamento del bilanciamento di merito economico.

Il primo illustra l'andamento del prezzo di remunerazione delle offerte e dei quantitativi accettati presso la piattaforma per il bilanciamento dal primo giorno di attività (1 dicembre 2011) sino al 20 febbraio 2012. Si ricorda che le offerte accettate sono quelle di segno opposto rispetto all'offerta del responsabile del bilanciamento, che è pari al cosiddetto sbilanciamento complessivo o SCS. L'SCS è determinato come differenza fra i quantitativi misurati in movimentazione presso gli stoccaggi e i quantitativi programmati. Se l'SCS è negativo, i quantitativi sono ceduti dal responsabile del bilanciamento (sistema corto), viceversa nel caso di SCS positivo.



SP