

- gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate su MSD;
- L'introduzione di un corrispettivo di avviamento al fine di riflettere ancor più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici;
 - L'affinamento della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema tramite 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 di reintegrazione dei costi.

Con riferimento al punto 2, non tutti i produttori delle Isole interessati dalla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema hanno scelto il regime di regolazione "alternativo" che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. Alcuni hanno richiesto in tutto o in parte di essere ammessi al regime di reintegrazione dei costi, regime che prevede che l'impianto sia sempre offerto sia nel mercato del giorno prima che nel MSD nel rispetto di vincoli volti a riprodurre strategie di offerta concorrenziali.

Con riferimento al punto 3, i valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna del 2011 sono destinati ad aumentare rispettivamente di circa 450 MW (da circa 300 MW a circa 750 MW) e di circa 310 MW (da circa 240 MW a circa 550 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2010. Ciò avverrà per effetto della piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI - prevista per il 1 giugno 2011 - che porterà la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 900 MW e 720 MW entro la fine del 2011. Dopo il 2015, inoltre, la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna potrebbe crescere di circa 400 MW in ambo le direzioni per effetto dell'entrata in operatività del nuovo SACO13.

Con riferimento al punto 4, la deliberazione VIS 82/09 ha disposto la trasmissione della "Relazione tecnica sugli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009 (rif. deliberazione Autorità VIS. 3/09)" all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per le valutazioni e gli interventi di propria competenza.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha quindi deciso di aprire il 27 gennaio 2010 due istruttorie sul mercato elettrico siciliano, una per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di ENEL S.p.A. e della sua controllata ENEL Produzione S.p.A. (caso A423 - ENEL - DINAMICHE FORMAZIONI PREZZI MERCATO ENERGIA ELETTRICA IN SICILIA) ed una per presunta intesa tra i toller di Edipower, volta al coordinamento delle loro strategie di offerta per sfruttare l'indispensabilità dell'impianto di San Filippo del Mela nelle ore di picco, (caso I721 - TOLLING EDIPOWER). In ambo i casi, le Parti hanno presentato impegni ai sensi dell'art. 14-ter della legge n. 287/90 che sono stati resi obbligatori dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato coi provvedimenti nn. 21960 e 21962.

Gli impegni ENEL prevedono che sino a tutto il 2013 ENEL presenti offerte di vendita nel mercato del giorno prima nella zona Sicilia a prezzi non superiori a un tetto pari a 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del *Brent*.

Gli impegni EDIPOWER prevedono che sino a tutto il 2013 EDIPOWER richieda all'Autorità l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di cui all'articolo 65 della deliberazione n.111/06 per gli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV ritenuti da Terna essenziali.

Il 2013 è stato assunto a riferimento in quanto l'entrata in operatività della nuova interconnessione fra la Sicilia e il Continente (linea Sorgente-Rizziconi) avrà luogo nel corso del 2014 (i lavori sono comunque già stati avviati).

2.2 MERCATI A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09. Per tale finalità il GME ha modificato la propria disciplina, prevedendo l'introduzione di prodotti a termine con periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali con profilo *baseload* e *peakload* negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), in conformità agli indirizzi e direttive del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato spot* caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati a termine regolamentati*, sono ancor oggi, a più di 6 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) e, comunque, per prodotti con orizzonti temporali raramente superiori all'anno. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate in fase di negoziazione di contratti bilaterali.

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, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.

Per stimare con buona approssimazione la liquidità dei mercati a termine in Italia è necessario analizzare i volumi dei contratti comunicati dagli operatori rilevanti¹⁰ sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME in attuazione della deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento).

Al 31 dicembre 2010, i volumi con consegna nel 2010 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata (pluriennali, annuali, trimestrali, mensili etc.) e profilo (*baseload*, *peakload* ecc.) ammontavano a circa 301 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (63%) o *swap* (14%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (8%) o *swap* (8%) a prezzo

¹⁰ Operatori con immissioni o prelievi a programma non inferiori a 3 TWh o capacità di produzione non inferiore a 400 MW.

indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (4%). Il 65% dei volumi dei contratti *forward* o *swap* a prezzo fisso è stata negoziata su mercati a termine non regolamentati (OTC) e la restante quota su piattaforme di negoziazione di contratti standard (di cui circa il 40% su TFS e l'1,5% su MTE). Il 100% dei contratti *future* è stata negoziata su IDEX.

Al 31 dicembre 2010, i volumi con consegna nel 2011 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata e profilo ammontavano a circa 212 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (71%) o *swap* (15%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (5%) a prezzo indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (5%). Il 69% dei volumi dei contratti *forward* o *swap* a prezzo fisso è stata negoziata su mercati a termine non regolamentati (OTC) e la restante quota su piattaforme di negoziazione di contratti standard (di cui circa il 40% su TFS e l'8% su MTE). Quasi il 100% dei contratti *future* è stata negoziata su IDEX.

Esaminando i soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annua e profili di consegna *baseload* o *peakload* identici a quelli dei contratti standard negoziati su MTE, è possibile offrire una sintesi sulle fluttuazioni nel corso del 2009 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2010 e sulle fluttuazioni nel corso del 2010 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2011.

Il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2010 stipulati nei diversi mesi del 2009 ha oscillato fra 62,7 €/MWh e 69,7 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2010 stipulati nei diversi mesi del 2009 ha oscillato fra 85,2 €/MWh e 93,8 €/MWh. Nei vari mesi del 2010, il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2011 oscillava fra 64,8 €/MWh e 72,5 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2011 oscillava fra 78,5 €/MWh e 89,6 €/MWh. Si osserva, quindi, un incremento dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *baseload* 2011 rispetto agli annuali *baseload* 2010 e viceversa una riduzione dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *peakload* 2011 rispetto agli annuali *peakload* 2010.

2.3 INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI

Nel 2006 la Commissione Europea ha individuato, sulla base di una iniziativa di ERGEG, 7 raggruppamenti di Stati a formare altrettanti mercati regionali, come passo intermedio verso la piena realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica.

L'Italia, in particolare, rientra nell'ambito della regione Centro Sud Europa, per la quale l'Autorità è il Regolatore guida.

Nel corso del 2010 a livello europeo sono stati raggiunti alcuni obiettivi importanti per la creazione dei mercati regionali: in particolare attraverso l'accoppiamento delle borse elettriche nazionali (cd *market coupling*) di Francia, Germania, Belgio e Olanda con la regione dei Paesi Scandinavi che ha permesso un utilizzo più efficiente della capacità di trasporto tra queste regioni e, conseguentemente, un importante avvicinamento dei prezzi registrati in tali mercati.

Per quanto riguarda il nostro Paese, il cui mercato elettrico ha una architettura molto sofisticata ed evoluta ma con caratteristiche del tutto peculiari che in qualche modo ostacolano una rapida integrazione con i mercati del Centro-Nord Europa, alla fine del 2010 si è dato avvio al *market coupling* con la borsa elettrica Slovena, come primo passo verso la realizzazione di un mercato regionale che consenta di ottimizzare gli scambi transfrontalieri anche verso altri importanti mercati europei come quelli di Francia e Germania.

Nel corso del 2010 ha preso avvio anche l'importante innovazione prevista dal cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia* (Direttive e Regolamenti sui mercati di energia elettrica e gas del 2009) ovvero la produzione dei *codici di rete* europei, che costituiranno un complesso corpus di norme comunitarie che caratterizzeranno in modo fondamentale l'evoluzione dei mercati nazionali e regionali nei prossimi anni. La produzione dei *codici di rete*, che il *Terzo Pacchetto* demanda alla associazione europea dei gestori dei sistemi di trasmissione, avverrà sulla base di linee guida predisposte dalla nuova Agenzia Europea per la collaborazione dei regolatori dell'energia – ACER, che diverrà pienamente operativa a partire da marzo di quest'anno.

Nel corso del 2010 l'ERGEG ha assunto, provvisoriamente, le funzioni dell'ACER nella predisposizione di importanti linee guida nell'ambito della trasparenza dei mercati, della connessione alla rete e dell'allocazione della capacità di trasporto tra sistemi interconnessi. Lo sforzo dell'Autorità italiana, in questo ambito, è stato quello di consentire, per quanto possibile, la definizione di linee guida che rispettassero le caratteristiche del mercato elettrico nazionale e ne consentissero uno sviluppo secondo principi di trasparenza ed efficienza.

Come previsto dal *Terzo Pacchetto Energia*, i *codici di rete* diverranno vincolanti per tutti gli Stati membri attraverso la collaudata procedura di *comitologia* che vede il diretto coinvolgimento dei Ministeri degli Stati membri: si ritiene pertanto essenziale una tempestiva cooperazione tra Autorità e Ministero competente per consentire di seguire in modo coordinato tutte le fasi di produzione della nuova normativa, dalla ideazione iniziale, alla sua adozione.

Per quanto riguarda lo sviluppo del mercato regionale Centro-Sud Europa, oltre all'avvio del già citato *market coupling* con la Slovenia, si deve segnalare una importante evoluzione circa l'allocazione della capacità transfrontaliera. Tale allocazione che da circa due anni viene svolta, secondo regole comuni, da tutti i gestori di rete della regione, a partire da metà 2011 verrà invece svolta da un'unica società, partecipata dai medesimi gestori, che costituirà quindi una interfaccia unica per tutti i soggetti che volessero operare commercializzando energia tra i diversi mercati della regione. Tale società, denominata CASC-EU, con sede in Lussemburgo, svolge la medesima funzione anche per la regione Centro Ovest (Francia, Belgio, Olanda, Germania) e pertanto rappresenta di per sé uno stimolo verso una più stretta cooperazione delle due regioni per l'integrazione dei rispettivi mercati e l'armonizzazione dei rispettivi assetti regolatori. Per sfruttare tali sinergie l'Autorità ha promosso l'istituzione di gruppi di lavoro congiunti tra i regolatori delle due regioni che proseguiranno per tutto il 2011.

Il deciso incremento della generazione elettrica da fonte intermittente (eolico), la cui produzione è prevedibile con un buon margine di certezza solo a ridosso del tempo reale,

sta inoltre determinando un interesse sempre maggiore nella possibilità di istituire piattaforme di mercato che permettano di operare a ridosso del tempo di consegna dell'energia, ben oltre i limiti temporali storicamente imposti dalle borse elettriche (sviluppate principalmente con funzioni di mercato del giorno prima).

Si stanno pertanto moltiplicando gli esempi, da ultima la piattaforma istituita tra Francia e Germania, di mercati infra-giornalieri dell'energia elettrica che accoppiano più mercati nazionali. In tale contesto l'avvio dal 1 gennaio del mercato infra-giornaliero nel nostro sistema nazionale, che per la prima volta consente di effettuare transazioni a poche ore dalla consegna fisica dell'energia, costituisce un presupposto importante per uno sviluppo delle contrattazioni verso i mercati esteri, come richiesto dalla normativa Comunitaria già a partire dal 2008.

Per quanto riguarda l'evoluzione dei mercati regionali nel prossimo futuro si segnala infine l'importanza di due recenti iniziative della Commissione Europea: la pubblicazione delle comunicazioni relative alle priorità infrastrutturali dei mercati energetici e la comunicazione relativa alla revisione delle Iniziative regionali. Quest'ultima comunicazione è volta a proporre delle possibili modifiche all'istituto delle Iniziative Regionali come sviluppato a partire dal 2006. Nell'ambito delle proposte avanzate dalla Commissione vi è anche un maggior coinvolgimento degli Stati membri nell'assumere una funzione di indirizzo delle attività delle regioni, attraverso la partecipazione ad un comitato denominato "Regional Steering Committee" che, accanto a rappresentanti dei governi degli Stati Membri, dovrebbe vedere la partecipazione dei regolatori oltre che della Commissione e della nuova Agenzia Europea per la collaborazione dei regolatori dell'energia - ACER.

Si ritiene che questo sviluppo possa costituire una innovazione importante e richiederà una stretta collaborazione tra il Ministero competente ed Autorità anche nell'ambito della definizione delle priorità da perseguire attraverso le attività della regione Centro Sud al fine di coordinare al meglio lo sviluppo della normativa e della regolazione nazionali con gli obiettivi da perseguire a livello europeo.

La comunicazione sulle priorità infrastrutturali (Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – a blueprint for an integrated energy network) che potrebbe avviare un iter legislativo a partire dalla seconda metà del 2011, persegue l'integrazione dei mercati e la sicurezza degli approvvigionamenti per mezzo della promozione della realizzazione di nuove infrastrutture, anche attraverso sistemi di finanziamento innovativi e processi autorizzativi armonizzati a livello sopranazionale. Anche in quest'ambito sarà dunque imprescindibile una collaborazione istituzionale tra Autorità e Ministeri competenti in quanto le tematiche affrontate rientrano nell'ambito di competenze trasversali e necessitano di un approccio coordinato al fine di consentire l'adozione di normative compatibili con i regolamenti nazionali e non comportino ingiustificati aumenti tariffari per gli utenti delle reti.

2.4 MERCATO AL DETTAGLIO

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

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

In base alle stime del costo di approvvigionamento su base annua o trimestrale, ai costi consuntivi relativi ai mesi già passati dell'anno solare considerato, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la *maggior tutela* applica ai clienti finali.

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

I clienti domestici passati al mercato libero¹¹ nel periodo 1 luglio 2007 - 30 settembre 2010 sono l'12,9 % del totale, mentre per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 34,7% sono servite a condizioni di libero mercato, percentuale che è pari al 16,9% se non si considerano le imprese già presenti sul libero mercato prima dell'1 luglio 2007.

D'altra parte, occorre considerare anche la percentuale dei clienti che è passata sul mercato libero scegliendo come fornitore la società di vendita facente parte del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela*. In questo caso, la percentuale risulta pari a circa il 9,4% per i clienti domestici e a circa il 9,6% per i clienti non domestici, se non si considerano le imprese già presenti sul mercato libero prima dell'1 luglio 2007.

Nel settore elettrico tali passaggi al mercato libero non sono meramente formali, come invece si può affermare nel caso del gas, in quanto il cliente passa da una situazione (la *maggior tutela*), nella quale l'energia viene approvvigionata all'ingrosso dall'Acquirente Unico e solo "fornita" dall'esercente del servizio, ad una nuova situazione (il mercato libero) in cui l'energia è approvvigionata direttamente dal venditore. Proprio per questo motivo è alto l'interesse dei venditori ad acquisire i clienti nel mercato libero anche quando sono già serviti da società dello stesso gruppo.

¹¹ Il dato è determinato considerando il totale dei punti passati al mercato libero al netto dei punti di prelievo che sono rientrati nel servizio di *maggior tutela*.

Tuttavia l'elevata percentuale di passaggi ad un fornitore del mercato libero del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela* può essere anche una indicazione di potenziali problematiche di sviluppo della concorrenza: basti pensare al fatto che per i clienti di piccola dimensione è ad esempio rilevante la conoscenza del marchio del fornitore che intendono scegliere.

Infine un ulteriore indicatore da considerare riguarda il tasso di rientro nel servizio di *maggior tutela*. Nel periodo 1 luglio 2007 – 30 settembre 2010 i rientri in *maggior tutela* sono stati circa lo 0,9% per i clienti domestici e il 4,0% per le piccole imprese. Il tasso di rientro può essere visto sia in termini di un ruolo attivo da parte del cliente finale che, qualora insoddisfatto delle condizioni ottenute nel mercato libero, decide di rientrare nella *maggior tutela* che come indicatore di problematiche che si manifestano sul mercato libero, ad esempio legate a fenomeni di inadempimento del cliente finale che inducono il venditore sul mercato libero a risolvere il contratto di vendita.

2.5 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

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

a) Potenziamento delle reti di trasporto

La progressiva realizzazione delle infrastrutture di rete previste dai piani di sviluppo della rete di trasmissione di Terna 2009 e 2010 - specialmente le infrastrutture di interconnessione fra il Continente e le Isole e, all'interno del Continente, fra la zona Sud e la zona Centro-Sud - ha permesso e permetterà di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali. Come già evidenziato, i primi benefici in tal senso si sono manifestati in Sardegna nel corso del 2010 per effetto della piena entrata in operatività del primo cavo del SAPEI. Pertanto è essenziale porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture.

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

Il perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza e di composizione ottimale del parco impianti nazionale per tecnologia e fonte è, nel lungo termine, sempre pesantemente condizionato dalla forte ciclicità degli investimenti in capacità produttiva e dalle incertezze sugli investimenti in capacità di trasmissione. Il mercato elettrico non è in grado di conseguire autonomamente il predetto l'obiettivo a causa di imperfezioni del mercato stesso. La principale imperfezione, fra quelle evidenziate dall'Autorità nel documento di consultazione n. 38/10 (DCO 38/10), è che le informazioni nel mercato elettrico sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico. In assenza di interventi regolatori, quindi, il mercato elettrico si rivela uno strumento inefficiente ed inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità

produttiva) e di Terna (in capacità di trasmissione) sia in se stesso che in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il "vecchio" monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno lo stesso coordinamento.

Al fine di porre rimedio a tali imperfezioni del mercato e in conformità a quanto previsto dal Decreto Legislativo 379/03, l'Autorità ha già perfezionato, con tre successivi documenti di consultazioni (DCO nn. 10/09, 09/10 e 38/10), una nuova proposta di disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva.

L'approccio prospettato dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema su un determinato periodo: ciò esclusivamente allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza del sistema in una o più zone nel medesimo periodo. La negoziazione di tali opzioni avrà luogo in un apposito mercato della capacità.

Tali opzioni dovrebbero avere un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di quattro o sette anni: ossia sarebbero acquistate da Terna con quattro o sette anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna. Ciò consentirebbe la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione ai fini sia di pianificare con opportuno anticipo lo sviluppo del parco impianti nazionale che di massimizzare il grado di concorrenza sul mercato della capacità.

La validità di tale approccio è stata anche empiricamente suffragata dal funzionamento da almeno cinque anni dei mercati della capacità del New England e del PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) che sono stati costruiti su principi simili.

c) Interventi sul mercato della vendita al dettaglio

Gli interventi sul mercato della vendita al dettaglio devono essere volti a garantire, in primo luogo, la parità di trattamento di tutti gli operatori che svolgono l'attività di vendita. In questo senso, occorrerebbe definire una regolazione specifica per le società che svolgono l'attività di vendita nel mercato libero ma che fanno parte del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela* e per le società che operano sia in qualità di esercenti la *maggior tutela* sia come fornitori sul mercato libero.

In questi casi, infatti, è possibile che le società possano trarre un vantaggio per la conoscenza di particolari informazioni relative al cliente finale, si pensi a titolo di esempio al possesso di informazioni puntuali circa il rischio creditizio del cliente finale precedentemente serviti in *maggior tutela* o ai dati relativi al profilo di consumo del cliente finale. La regolazione specifica dovrebbe avere quindi la finalità di eliminare eventuali asimmetrie informative tra gli operatori.

In secondo luogo, gli interventi sul mercato della vendita al dettaglio devono essere rivolti alla rimozione di potenziali barriere all'entrata legate alle difficoltà operative del fornitore di interfacciarsi con diverse imprese distributrici, con riferimento allo scambio di dati necessari all'acquisizione e gestione dei clienti finali e dei relativi contratti; gli interventi hanno quindi l'obiettivo di garantire trasparenza e tempestività nello scambio delle informazioni per il buon funzionamento del mercato anche al fine di minimizzare i costi relativi alla commercializzazione al dettaglio. L'implementazione del sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del

gas di cui alla legge del 13 agosto 2010, n. 129 (di seguito: legge 129/10) deve essere inquadrata nell'ambito di questi obiettivi.

d) La problematica relativa alla morosità dei clienti finali

Gli aspetti legati alla gestione commerciale dei clienti finali serviti e le problematiche relative agli inadempimenti dei clienti finali costituiscono un ulteriore aspetto di elevata criticità del segmento dell'attività di vendita al dettaglio, sia con riferimento al settore dell'energia elettrica che con riferimento al settore del gas naturale. L'attività svolta dal fornitore costituisce infatti l'ultimo tassello della filiera ed eventuali inadempimenti contrattuali comportano elevati rischi del medesimo soggetto che, da un lato, deve continuare ad ottemperare alle proprie obbligazioni nei confronti delle controparti a monte e, dall'altro, non ha tutti gli strumenti per cercare di recuperare il credito sul cliente finale.

Tale problematica risulta in notevole incremento a partire dalla completa liberalizzazione. Ciò è dovuto, in parte, alla separazione delle attività tra l'impresa distributrice, soggetto che fisicamente deve sospendere il punto in caso di inadempimenti contrattuali del cliente finale, e il fornitore, soggetto controparte contrattuale del cliente finale che richiede la sospensione in caso di morosità. In questo ambito, la regolazione deve poter definire regole chiare in termini di comunicazione tra i due operatori (impresa distributrice e fornitore del cliente finale) e tempistiche da rispettare per la procedura di sospensione della fornitura nonché i corretti incentivi nei confronti dell'impresa distributrice affinché la sospensione della fornitura relativamente ai clienti finali inadempienti venga sempre effettuata, ad eccezione dei casi in cui i clienti finali siano non disalimentabili. In questi casi, devono essere definite apposite modalità di copertura dei crediti non altrimenti recuperabili. Rispetto a quest'ultimo aspetto, al fine di minimizzare l'onere da recuperare, sarebbe opportuno prevedere la possibilità del ricorso a Equitalia con riferimento a tutti i crediti maturati e non recuperabili relativi al settore elettrico e del gas naturale.

L'aumento del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali è altresì dovuto a comportamenti opportunistici di clienti finali che, cambiando fornitore, non ottemperano al pagamento delle ultime fatture nei confronti del fornitore uscente. In questo caso, la regolazione deve poter definire appositi strumenti volti al contenimento del rischio creditizio, quali la definizione di strumenti di tutela nei confronti del fornitore uscente nonché la messa a disposizione di informazioni al fornitore entrante circa l'affidabilità e puntualità dei pagamenti dei clienti finali. Su quest'ultimo aspetto, la legge 129/10 prevede che i flussi informativi gestiti dal sistema informatico integrato potranno comprendere anche informazioni concernenti eventuali inadempimenti contrattuali da parte dei clienti finali sulla base di indirizzi generali definiti dall'Autorità. Il contenuto dell'elenco dovrà essere definito in modo tale da fornire informazioni significative per il fornitore entrante ma tenendo altresì conto di specifici criteri e modalità per il trattamento dei dati personali e sensibili.

3. MERCATO DEL GAS NATURALE

3.1 MERCATO ALL'INGROSSO

A quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, persiste ancora una elevatissima concentrazione dell'offerta che vede Eni mantenere il ruolo di operatore dominante del mercato. Nel 2009 Eni deteneva una quota dell'84,5% della produzione nazionale e del 49,9% delle importazioni, valore che aumenta fino a ben oltre il 60% se si considerano anche le cessioni effettuate ad altri operatori oltre frontiera (le cosiddette vendite innovative) che pure non contribuiscono ad incrementare il livello di concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Dei restanti operatori solo due superano la soglia del 5% dei quantitativi importati: Edison con il 15,7% e Enel Trade con il 13%; tuttavia tali quantitativi sono in larga parte destinati ad autoconsumi nel settore elettrico. Di fatto la quota di gas "non ENI" disponibile per il mercato all'ingrosso è assai ridotta e del tutto insufficiente ad attivare una reale concorrenza.

Il quadro concorrenziale peggiora ulteriormente se si considera che la struttura proprietaria delle principali infrastrutture di produzione, approvvigionamento dall'estero, trasporto e stoccaggio di gas naturale è ancora caratterizzata dal controllo esercitato dall'operatore dominante. In tali condizioni, con riferimento alle infrastrutture oggetto di regolazione, risulta impossibile o rischia, quantomeno, di rivelarsi inefficace ed eccessivamente costoso per i consumatori, strutturare un sistema di incentivi che allinei gli interessi dei soggetti che erogano il servizio agli interessi del sistema¹².

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

Tale scarsità infrastrutturale rende auspicabile che i necessari interventi di potenziamento infrastrutturale, specie quelli di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, contribuiscano in particolare alla capacità di punta di erogazione per far fronte alle criticità sopra richiamate. In termini generali, la realizzazione di nuovi impianti di stoccaggio di modulazione stagionale, che consente di "spostare" quantitativi di gas naturale dal periodo estivo al successivo periodo invernale, ha, sotto il profilo dell'impatto sul mercato, effetti simili alla realizzazione di nuovi gasdotti, consentendo di fatto un incremento del livello di concorrenza.

¹² Proprio per ridurre i costi legati a questo allineamento, l'Antitrust europea ha concluso un procedimento in esito al quale ha imposto ad ENI la cessione delle sue partecipazioni nelle imprese che detengono e provvedono al funzionamento e alla gestione della capacità di trasporto dei gasdotti transnazionali TAG, TENP e Transigas; secondo l'Antitrust europea gli impegni sulla separazione proprietaria di alcune rilevanti infrastrutture di trasporto europeo avviano con efficacia alle riserve in materia di concorrenza "in particolare in merito al conflitto di interessi derivante dall'integrazione verticale di ENI sia nel trasporto che nella fornitura di gas".

In questo quadro il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, (di seguito decreto legislativo n. 130/10), pur contenendo alcune criticità connesse alle modalità di determinazione delle quote di mercato degli operatori e alle disparità introdotte a carico delle diverse categorie di clienti finali, va nella corretta direzione, individuando sia interventi per l'incremento della concorrenza nel breve periodo (con la previsione di *gas release* in caso di violazione delle soglie di mercato da parte degli operatori), sia un sistema di norme ed incentivi per l'operatore dominante a realizzare nuove infrastrutture di stoccaggio¹³. Un'attenta e puntuale implementazione ed un continuo monitoraggio, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'Autorità, delle procedure previste dalla norma sono tuttavia condizioni imprescindibili per garantire che lo sviluppo delle nuove infrastrutture avvenga garantendo l'incremento efficiente dei servizi resi disponibili al mercato, consentendo reali vantaggi per i clienti finali.

La mancata realizzazione degli interventi di sviluppo, pur previsti nei piani di sviluppo della principale impresa di stoccaggio e pur a fronte di una congrua remunerazione riconosciuta dal sistema tariffario vigente, e la necessità di un intervento legislativo per promuovere la realizzazione dei medesimi mostrano ancora una volta l'importanza della separazione degli interessi dei soggetti che operano nei settori regolati della filiera dai singoli operatori di mercato, in particolare dall'operatore dominante; obiettivo che può essere ottenuto compiutamente ed efficientemente solo attraverso la separazione proprietaria (ad esempio quella di Snam Rete Gas da ENI, già decisa con legge n. 290 del 2003 e successive nonché già positivamente applicata nel settore elettrico). Tale separazione, di cui si tratta anche nel successivo capitolo relativo alle proposte, è stata più volte sollecitata dall'Autorità anche ai fini di rendere il mercato interno più concorrenziale ed efficiente, nonché per consentire a SNAM di svilupparsi anche oltre i confini nazionali, diventando così uno degli operatori portanti dell'auspicata e strategica rete europea di trasporto, *terza* (rispetto agli operatori della produzione, del *trading* e della vendita) e nel controllo dei Paesi membri della UE.

Lo sviluppo del mercato del gas naturale ed in particolare del mercato all'ingrosso, nel quale la concorrenza non può che svilupparsi a livello europeo o addirittura mondiale, passa necessariamente attraverso, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture e, dall'altro, la gestione neutrale ed ottimale di queste e delle infrastrutture esistenti.

L'interruzione del gasdotto Transigas (condotta che attraversa, da nord a sud, il territorio svizzero), dal 23 luglio al 24 dicembre scorsi, ha reso ancora una volta evidente quanto già più volte segnalato dall'Autorità in relazione ai limiti del nostro sistema gas nel far fronte a periodi di freddo intenso nella seconda metà dell'inverno.

La mancanza dell'approvvigionamento dal nord Europa attraverso il gasdotto in questione, di capacità pari a circa 60 Mmc/g, ha riportato il sistema gas nazionale, sotto il profilo della concorrenza e della sicurezza, al livello di criticità degli anni scorsi, quando ancora il nuovo rigassificatore di Rovigo ed i potenziamenti sui gasdotti di importazione non erano disponibili; ne è una riprova il fatto che, nonostante la contrazione dei consumi

¹³ In merito all'eventualità che in esito alle previsioni del decreto legislativo n. 130/10 vengano attuate procedure di *gas release*, si richiamano le raccomandazioni dell'Autorità contenute nella segnalazione PAS 18/09 in merito alle modalità per la determinazione delle quantità e delle tempistiche per la realizzazione delle medesime.

di gas legata alla congiuntura economica globale e le condizioni climatiche favorevoli, il riempimento degli stoccaggi non è stato completato secondo i tempi previsti.

Il vigente ripristino provvisorio del vecchio tracciato del gasdotto Transigas ha evitato che il protrarsi dell'interruzione del flusso in ingresso, anche nella seconda parte del periodo invernale, rendesse il valore di capacità complessiva di immissione di gas nel nostro Paese, pericolosamente prossimo al valore del picco potenziale dei prelievi giornalieri in una situazione di freddo eccezionale, in ipotesi di pieno funzionamento di tutte le altre infrastrutture in grado di immettere gas nel sistema¹⁴.

L'aver scongiurato possibili rischi immediati per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas in Italia nei prossimi mesi non pone, tuttavia, rimedio alle distorsioni che il mercato energetico nazionale ha subito. Il gasdotto Transigas infatti, terza maggiore infrastruttura di importazione di gas in Italia, riveste un ruolo di primaria importanza per l'integrazione del mercato italiano con quello europeo, collegando il nostro Paese con i mercati del nord Europa, più liquidi e competitivi rispetto ad altre fonti da cui il sistema italiano può approvvigionarsi; Transigas permette agli operatori attivi nel mercato italiano, anche di piccole dimensioni, di approvvigionarsi di gas a condizioni competitive e, in situazioni di mercato quali quelle verificatesi nell'ultimo anno, la sua piena disponibilità avrebbe consentito agli operatori l'acquisto di gas a condizioni di prezzo più vantaggiose rispetto ai contratti di approvvigionamento di lungo periodo.

L'impatto negativo sulla concorrenza durante il periodo di interruzione è reso evidente dal fatto che il livello dei prezzi spot nel mercato italiano è risultato sensibilmente superiore a quelli degli *hub* europei; a tutto detrimento dei consumatori italiani. Ciò ad ulteriore riprova degli ancora esigui margini infrastrutturali, non sufficienti a garantire lo sviluppo di un mercato concorrenziale¹⁵.

Situazioni quale quella creatasi a seguito dell'interruzione del gasdotto Transigas mettono in evidenza l'importanza, a livello europeo, della trasparenza e dell'indipendenza nella gestione delle reti così come della tempestività, completezza e simmetria delle informazioni nella disponibilità dei diversi operatori. È auspicabile che questi parametri minimi per il buon funzionamento del mercato europeo e nazionale vengano rispettati anche in futuro, in occasione del ripristino definitivo del gasdotto, con la costruzione di una variante al percorso originario, previsto per la primavera prossima.

Accanto alla situazione di carenza infrastrutturale descritta, preoccupa la ancora elevata concentrazione dell'offerta, che non consente lo sviluppo di un mercato liquido e concorrenziale.

Sotto questo profilo il percorso, avviato nei mesi scorsi con l'introduzione della piattaforma di negoziazione di partite di gas naturale da parte del Gestore dei mercati energetici (GME) e che ha visto recentemente l'attivazione del servizio di "controparte

¹⁴ Per un'analisi numerica si rimanda alla segnalazione 30 settembre 2010, PAS 21/10 al Ministro dello sviluppo economico ai sensi dell'art. 3, comma 10 ter del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185 come convertito nella Legge 28 gennaio 2009, n. 2.

¹⁵ A seguito dell'interruzione del gasdotto Transigas si è verificata una situazione di elevati differenziali tra i prezzi di gas con consegna al Punto di Scambio Virtuale e quelli registrati nel mercato spot per consegne ai principali *hub* europei; differenziali mediamente compresi tra 5 e 7 €/MWh. Tali differenziali, tipici di situazioni in cui la capacità di trasporto che collega gli *hub* europei con il sistema italiano risulta completamente utilizzata, si sono invece verificati in presenza sia di capacità inutilizzata al punto di ingresso in Italia di Tarvisio e, corrispondentemente, sul gasdotto TAG, unico collegamento rimasto con il sistema europeo; che di difficoltà a completare il riempimento degli stoccaggi, anche per le finalità di sicurezza del sistema. L'Autorità ha avviato, con la deliberazione VIS 108/10 un'istruttoria conoscitiva per approfondire le dinamiche di funzionamento del mercato in tale periodo.

centrale” svolto dal GME, costituisce un passo in avanti. Altrettanto fondamentali per garantire condizioni di offerta trasparenti e la disponibilità di strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze anche nel medio-lungo periodo, sono l’avvio e lo sviluppo della negoziazione di prodotti fisici a termine, previsto dal GME nei prossimi mesi.

Il supporto regolatorio, necessario affinché tali nuovi strumenti di mercato risultino realmente efficaci nella realizzazione di un assetto concorrenziale, riguarda le misure delineate nei documenti per la consultazione DCO 25/10, 45/10 e 46/10; con essi l’Autorità ha presentato un quadro di misure evolutive della regolazione del mercato del gas naturale finalizzate a supportare pienamente lo sviluppo delle della concorrenza nelle fasi all’ingrosso e al dettaglio; le proposte riguardano tra l’altro la definizione delle regole per il bilanciamento di merito economico e la regolazione delle partite fisiche ed economiche ad esso relative.

3.2 MERCATO AL DETTAGLIO

Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, come visto anche nel settore elettrico, il Legislatore ha voluto garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni)¹⁶. A completamento del regime di tutela vigente l’articolo 17, comma 1, lettera p) della Legge comunitaria 2009¹⁷ ha stabilito che i clienti non civili con consumi inferiori o pari a 50.000 metri cubi annui siano considerati clienti vulnerabili e pertanto meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura.

L’Autorità, dunque, continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti. Ciò, attraverso *prezzi di riferimento*, aggiornati trimestralmente per tenere conto dell’evoluzione dei prezzi della materia prima all’ingrosso; questi, come già illustrato, sono fortemente legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. L’aggiornamento avviene sulla base delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti a partire dal mese precedente rispetto al mese di aggiornamento, così da garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale.

¹⁶ Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell’imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall’art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale Decreto, finalizzato a realizzare un “ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali” che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all’Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all’elettricità e al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall’art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, “anche successivamente all’apertura dei mercati”. Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall’art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell’estendere al settore dell’energia elettrica il potere dell’AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all’apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.

¹⁷ Previsioni comunitarie e relative alla Legge n. 96/2010 recante “Disposizioni per l’adempimento di obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia alla Comunità europee – legge comunitaria 2009”

Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio, al 30 giugno 2010 la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, che risultano serviti sul mercato libero è pari a circa il 10%. Limitatamente ai clienti domestici (individuali e condomini) la percentuale è pari a circa l'8%.

Il dato relativo i clienti serviti nel mercato libero risulta relativamente contenuto; a sette anni dall'apertura del mercato finale del gas naturale e specie se confrontato con il settore elettrico. Tale risultato dipende essenzialmente da:

- un esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- la struttura della filiera del gas naturale, caratterizzata da un elevato numero di imprese di distribuzione e l'elevato grado di integrazione con società di vendita;
- l'ancor insufficiente grado di informazione dei clienti finali e la loro capacità di esprimere una domanda largamente consapevole.

L'attuale struttura del mercato previsto dalla normativa vigente può avere effetti di riduzione dello sviluppo alla concorrenza e presenza di potenziali barriere all'entrata in questo mercato. L'elevato grado di integrazione verticale del mercato comporta infatti che il fornitore facente parte del medesimo gruppo societario dell'impresa distributrice di fatto continui a servire i clienti precedentemente serviti dall'impresa distributrice, potendo continuare ad avvantaggiarsi di informazioni sulle caratteristiche dei clienti finali anche per offerte di libero mercato. Inoltre, il numero elevato di imprese di distribuzione rende necessario per i fornitori del mercato libero diversi da quello facente parte del medesimo gruppo dell'impresa distributrice che vogliano espandere la propria azione sul territorio, di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e distribuzione, con costi gestionali sostenuti e conseguente minore spinta verso nuovi clienti.

L'Autorità ha già allo studio interventi specifici relativi al mercato della vendita al dettaglio; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas.

3.3 AMBITI TERRITORIALI

Il comparto delle infrastrutture a rete del gas presenta ancora margini di miglioramento verso una ulteriore riduzione del costo del servizio per il cliente finale, anche nella prospettiva della recente agenda politica che ha indicato come prioritario il tema delle liberalizzazioni, in particolare nel settore dei servizi pubblici locali.

Il provvedimento di definizione dei nuovi ambiti di distribuzione del gas, come recentemente emendato fissando il numero degli ambiti a 177, rappresenta indubbiamente un passo avanti; ma è solo un primo passo che, per altro, è necessario fare nel più breve tempo possibile, per fermare la corsa alle nuove concessioni, che, nel frattempo, si è scatenata per assicurarsi una rendita di posizione per i prossimi 12 anni.

La scelta di un numero di ambiti, significativamente superiore al numero ottimale di ambiti indicato dall'Autorità, lascia ancora margini di riduzione dei costi conseguibili

attraverso una adeguata dimensione aziendale; tuttavia, a fronte delle distorsioni indotte dalla situazione attuale nelle more della nuova regolamentazione (si pensi ad esempio ai diversi valori dei canoni richiesti nelle gare attualmente bandite), prevale l'urgenza di garantire, oltre ad una maggiore economicità del servizio, anche un impatto non discriminatorio sul territorio nazionale.

3.4 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

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

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

Al fine di sviluppare un mercato del gas più libero e concorrenziale, indispensabile per la competitività dell'intero sistema Paese, appare più che mai urgente garantire con il previsto DPCM il conseguimento della piena indipendenza delle società di trasporto, già disposto dal Legislatore italiano con il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239 convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290/03 (di seguito: legge 290/03).

Oggi, l'adozione di tale DPCM appare ancora più necessaria ed urgente in vista di quanto previsto dalla recente normativa comunitaria. Il *Terzo pacchetto* di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia (in vigore dal 3 settembre 2009 e che fissa al 3 marzo 2011 il termine entro il quale gli Stati membri devono recepire la normativa comunitaria), ribadisce la necessità per gli Stati membri di individuare il modello di *unbundling* delle attività di trasporto e trasmissione scegliendo tra i tre modelli¹⁸ di separazione previsti dalle direttive (ISO, ITO e OU) al fine di garantire la piena indipendenza delle reti rispetto alle attività di generazione/produzione e fornitura.

Le motivazioni a favore della scelta per la separazione effettiva sono molteplici e chiaramente espresse anche nelle direttive del *Terzo pacchetto*:

- "In assenza di una separazione effettiva delle reti dalle attività di produzione e fornitura vi è un rischio di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese verticalmente integrate a investire in misura adeguata nelle proprie reti";
- "Solo eliminando l'incentivo per le imprese verticalmente integrate, a praticare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti in fatto di investimenti e di accesso alla rete si potrà garantire una separazione effettiva delle attività", che, in ultima analisi, significa un effettivo funzionamento di un mercato concorrenziale della commodity, senza che gli operatori siano condizionati anche solo dal sospetto che ci

¹⁸Le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE definiscono un nuovo regime di *unbundling* che disciplina tre distinti modelli di separazione delle attività di trasmissione/trasporto dalle attività di generazione/produzione e fornitura:

- a) la separazione proprietaria (di seguito: OU);
- b) l'istituzione di un gestore del sistema di trasmissione/trasporto indipendente (di seguito: ITO);
- c) l'istituzione di un gestore di sistemi indipendente (di seguito: ISO).

possano essere vantaggi competitivi a favore di chi controlla le infrastrutture di trasporto.

Inoltre, la separazione proprietaria non solo sembra essere ancora oggi, in piena coerenza con la scelta già operata dal Parlamento italiano, l'opzione migliore, ma appare anche come l'unica opzione possibile sia alla luce della citata legge 290/03 con cui il Legislatore nazionale ha già scelto di fatto il modello della separazione proprietaria, sia alla luce del *Terzo pacchetto*, laddove il Legislatore comunitario ha espresso il principio in base al quale non è consentito adottare forme più blande di separazione nel caso in cui lo Stato membro abbia già scelto di optare per il modello di separazione proprietaria alla data del 3 settembre 2009.

Tra l'altro la separazione degli interessi dei soggetti che operano nei settori regolati della filiera dai singoli operatori di mercato offrirebbe a SNAM RETE GAS l'opportunità di svilupparsi anche oltre i confini nazionali e diventare così uno degli operatori portanti della rete europea di trasporto. Anche a tale proposito si veda la previsione contenuta nella direttiva 2009/73/CE per cui *"le imprese che esercitano attività di produzione o di fornitura non possono in nessun caso, né direttamente, né indirettamente, assumere il controllo o esercitare diritti sui gestori di sistemi di trasporto separati in stati membri che"* abbiano optato per la separazione proprietaria. Per altro una tale scelta, compiuta a livello nazionale, garantirebbe anche dalle temute scalate ostili agli interessi del Paese.

Per quanto, poi, riguarda i modelli di separazione individuati dal Legislatore comunitario, occorre tenere presente che:

- l'esperienza già maturata in Italia relativamente al modello ISO, cioè alla separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale (ad esempio, per il settore elettrico, affidata in passato al GRTN), ha evidenziato gravi carenze, soprattutto con riferimento all'esigenza di un efficace e non discriminatorio sviluppo delle infrastrutture e di una efficiente gestione delle stesse. Il passaggio da GRTN a Terna, ad esempio, ha incrementato l'indice investimenti/ammortamenti da un valore medio annuo di 1,4 (triennio 2002 -2004) ad un valore medio annuo di 2,6 (triennio 2007 - 2009);
- la scelta del modello ITO si configurerebbe come soluzione inutilmente complessa, scarsamente efficace e fortemente invasiva in termini di regolazione necessaria per la sua implementazione; tale modello prevede infatti una regolazione molto invasiva poiché le stesse direttive dispongono nel dettaglio numerosi obblighi e condizioni (finalizzate a garantire, per quanto possibile, la completa indipendenza delle risorse, della gestione e del personale dell'ITO stesso) il cui rispetto deve essere controllato e certificato, con grande difficoltà, dall'Autorità di regolazione; si consideri ad esempio la circostanza per cui la nomina del *management* e del *compliance officer* sono subordinati all'approvazione delle Autorità di regolamentazione, oppure la procedura con cui quest'ultima dovrebbe poter imporre un determinato investimento; per contro, l'ITO non può fornire totale garanzia di uno sviluppo efficace e di una gestione non discriminatoria delle infrastrutture, in quanto nessuna Autorità potrà mai costringere l'organo di sorveglianza (nominato dall'impresa verticalmente integrata e designato ad assumere decisioni inerenti i piani finanziari e il livello di indebitamento) ad assumere decisioni conflittuali con gli interessi degli