

## PREMESSA

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

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

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

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

Nella redazione della presente relazione, si è fatto pure riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte relative) al testo della recente Segnalazione (30 settembre 2010, PAS 21/10) al Ministro dello Sviluppo Economico, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, che prevede: "*A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello Sviluppo Economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica [...]*".

Tale segnalazione, del 30 settembre 2010, di cui si riconferma rilevanza ed attualità, è disponibile sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)). Sullo stesso sito potrà ovviamente essere reperita questa stessa Relazione ed ogni altra documentazione od informazione via via citata nel testo a seguire, utile per eventuali approfondimenti.

## 1. STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

### 1.1 SCENARIO INTERNAZIONALE

La recessione che ha colpito l'economia mondiale del biennio 2008-2009 si è rivelata eccezionale per entità e rapidità di diffusione e mostra ancora oggi i suoi effetti. Il carattere globale dei mercati, la carenza di strumenti di prevenzione e l'assenza o l'insufficienza di adeguati e coordinati sistemi di regolazione hanno sicuramente contribuito a rendere la crisi internazionale di straordinaria portata.

Tra il 2008 ed il 2009 si è registrato un calo importante (4%) del prodotto interno lordo dei Paesi industrializzati; nel 2010 sono arrivati segnali di miglioramento del contesto internazionale e il sostegno delle politiche finanziarie adottate sembra oggi dare un certo respiro alla ripresa dell'attività economica, nonostante il clima di persistente e diffusa incertezza.

In tale scenario il settore energetico può rappresentare al tempo stesso una grande opportunità per sostenere e supportare i primi segnali di ripresa, ma anche un forte elemento di rischio.

A livello mondiale, i consumi di energia primaria, dopo il calo di circa l'1% del 2009 (per la prima volta dal 1982), stanno ora gradualmente risalendo. Nello scenario della crisi, comunque, il settore energetico, soprattutto nei contesti meglio regolati, è apparso tra quelli che hanno avuto la migliore tenuta, da vari punti di vista: mantenimento occupazionale, valore di capitalizzazione delle imprese, propensione allo sviluppo tecnologico ed agli investimenti. Tutti aspetti che assegnano al settore energetico un importante ruolo di volano per la ripresa economica. In tal senso risulta di evidente importanza il ruolo delle Autorità di regolazione e controllo che contribuiscono (anche attraverso la definizione di quadri normativi certi, definiti e duraturi nel tempo) ad assicurare le condizioni ideali per favorire gli investimenti infrastrutturali e di produzione, per promuovere efficienza ed integrazioni dei mercati, per rendere sempre più competitive le imprese ed il sistema energetico, tutelando così, allo stesso tempo, i consumatori e l'ambiente.

In un contesto in cui gli investimenti pubblici soffrono per l'elevato indebitamento indotto dalla crisi, le Autorità indipendenti rappresentano uno degli strumenti migliori per attivare investimenti privati. Il sistema creditizio si è dimostrato non solo pronto a finanziare tali investimenti ma anche a riconoscere tassi di interesse correlati al basso livello di rischio indotto dall'affidabilità della regolazione delle Autorità.

Proprio per mantenere tale affidabilità è indispensabile che le Autorità di regolazione debbano poter contare su ruoli, strumenti e responsabilità sviluppati secondo caratteristiche di assoluta indipendenza ed autonomia, ancorché soggette al sindacato della giustizia amministrativa.

Se gli investimenti nel settore energetico sono quindi un importante fattore per supportare la ripresa economica, i prezzi dell'energia sono, al contrario, un pericoloso fattore di rischio per la ripresa stessa. In particolare il prezzo del petrolio, dopo l'impennata del 2008 e la discesa successiva, ha nuovamente raggiunto livelli ingiustificati sulla base dei fondamentali del mercato e difficilmente compatibili con una robusta ripresa delle economie dei Paesi industrializzati.

La sottovalutazione dell'impatto dei prezzi del petrolio sull'economia, come avvenuto in occasione dei picchi di prezzo del 2008, è un rischio che si ripropone a breve termine. Ciò conferma la necessità di iniziative internazionali coordinate, tese a dare maggiori certezze sui prezzi, a contenerne la volatilità, rendere il mercato più stabile e adeguato a promuovere significativi investimenti. A questo fine l'Autorità italiana ha avanzato una proposta, già posta all'attenzione del Ministero dello Sviluppo Economico, per la creazione di una Borsa europea del petrolio; una piattaforma regolamentata (per lo scambio di barili fra operatori selezionati, la promozione di prodotti e contratti standardizzati di lungo termine, le transazioni garantite da una controparte unica europea) che dovrebbe essere in grado di promuovere un mercato del petrolio meno volatile, capace di portare reali benefici ai consumatori finali e di favorire un contesto adeguato per nuovi investimenti di lungo termine in nuove infrastrutture. Ciò al fine di ottenere una maggiore trasparenza e concorrenza dei mercati, assieme ad una migliore sicurezza del sistema.

A differenza del 2008 il forte incremento dei prezzi del petrolio non ha influenzato significativamente, almeno negli USA, i prezzi del metano. Ciò a causa dell'ormai acclamata radicale evoluzione del mercato del metano imposta dalle nuove tecnologie di estrazione dei gas non convenzionali.

Nel breve periodo questa "rivoluzione" del mercato del gas consente di sperare che gli elevati prezzi del petrolio abbiano un impatto inferiore sui prezzi delle altre materie prime e del settore alimentare.

Nel medio e lungo periodo l'intero mercato energetico potrà essere profondamente influenzato dalle nuove ingenti disponibilità di metano a livello mondiale, ed esistono i presupposti affinché il prezzo del metano diventi progressivamente il riferimento dei prezzi dell'energia, sostituendo in questo ruolo il petrolio.

L'attuale differenziale tra prezzi del petrolio e del metano può giustificare infatti ampiamente investimenti per l'utilizzo del gas naturale anche nel settore dell'autotrazione; ciò potrebbe avvenire non solo attraverso l'utilizzo diretto del metano come carburante, ma soprattutto grazie alla produzione di carburanti liquidi da metano attraverso le tecnologie GTL (Gas To Liquids) già ampiamente note ed utilizzate.

La domanda del mercato tradizionale del petrolio, ovvero l'autotrazione, nonostante la tumultuosa espansione della mobilità nei Paesi emergenti, potrà essere quindi prima contenuta e poi erosa da due fattori concomitanti: il metano e l'auto elettrica; man mano che questo quadro diventerà progressivamente più evidente, emergeranno significative ripercussioni anche sul livello dei prezzi del petrolio.

D'altro canto lo sviluppo del settore energetico dovrà rispettare anche criteri di sostenibilità ambientale: le problematiche relative ai cambiamenti climatici e alla tutela ambientale, la necessità di ridurre le emissioni inquinanti, costituiscono vincoli per i

processi produttivi, ma anche opportunità per lo sviluppo dell'efficienza energetica e della innovazione tecnologica - industriale. In tale direzione si stanno muovendo da tempo le politiche ambientali a livello mondiale. L'Autorità italiana ha inteso contribuire in tal senso con la presentazione di una proposta basata su meccanismi di mercato per il contenimento delle emissioni CO<sub>2</sub> e del contenuto CO<sub>2</sub> dei prodotti destinati al consumo. Una soluzione (delineata anche con Segnalazioni e Memorie per Governo e Parlamento italiani) in grado di contrastare fenomeni di dumping ambientale coinvolgendo tutti i Paesi del mondo, in una soluzione globale per un problema di portata altrettanto globale.

## 1.2 SCENARIO EUROPEO

Nel 2010 nell'Unione Europea il prodotto interno lordo ha segnato una leggera ripresa (+1,8%)<sup>1</sup>, dopo la significativa contrazione del biennio 2008-2009. Secondo le valutazioni della Commissione europea<sup>2</sup>, l'Unione dovrebbe tornare ai livelli di produzione registrati nel primo trimestre del 2008, vale a dire prima che la crisi colpisse l'economia reale, solo nel secondo trimestre 2012. Per tutto il prossimo decennio le attese di crescita restano deboli. A politiche invariate il tasso medio di crescita potenziale dell'UE-27 dovrebbe risultare intorno all'1,5%, inferiore ai tassi registrati negli ultimi vent'anni.

Nel 2010 è proseguito il trend che a partire dal 2000 vede un progressivo aumento del divario tra l'Unione e le altre economie sviluppate. Tali dati, uniti ad attese di crescita deboli per tutto il prossimo decennio mostrano, da ultimo nell'enfasi posta dalla Commissione, che la strada obbligata è da un lato quella di un risanamento delle finanze pubbliche e del settore finanziario, dall'altro quella di riforme strutturali e aumento della competitività di beni e servizi.

La ripresa economica ha contribuito a un recupero dei consumi nel settore energetico: a fronte di una sostanziale stabilità della domanda petrolifera complessiva, si è assistito ad un aumento dei consumi di energia elettrica, con punte significative in alcuni Paesi (es+ 7,6 in Finlandia e +5,5 in Francia). Nel settore elettrico, particolarmente dinamica è risultata la crescita nel comparto delle rinnovabili con un settore fotovoltaico che ha segnato un +90%<sup>3</sup>. Anche nel settore gas si è assistito in Europa ad una ripresa sostenuta dei consumi, per un incremento atteso da Eurogas pari a +6-8% per il 2010<sup>4</sup>.

Con riferimento al settore elettrico, è proseguito, da un lato, il trend di aumento degli scambi di energia all'ingrosso e, dall'altro, il processo di integrazione tra mercati di diversi Paesi, segnalato anche dalla riduzione dei differenziali di prezzo tra Borse: si vedano in questo senso i progressi registrati nell'integrazione tra i mercati elettrici dei Paesi appartenenti all'Europa centro-occidentale e in particolare della Germania, con i Paesi del Nord Europa, e i minori differenziali tra i prezzi del Nord Pool Spot e EEX-Epex.

Nel caso del gas, si è assistito ad un significativo aumento degli scambi e in particolare della correlazione tra i prezzi di molte Borse europee con la significativa eccezione

<sup>1</sup> World Economic Outlook Update, January 2011, FMI.

<sup>2</sup> COM(2011) 11 definitivo, Analisi annuale della crescita, Allegato 2: Relazione Macroeconomica.

<sup>3</sup> Dati Bloomberg

<sup>4</sup> Eurogas Statistical Report 2010.

dell'area francese e italiana. Notevole sviluppo hanno anche mantenuto le transazioni sui mercati spot.

Si tratta di segnali incoraggianti verso un migliore funzionamento del mercato interno anche se, come sottolinea il Rapporto ERGEG<sup>5</sup> (*Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*), pubblicato nel dicembre 2010, nel settore gas la situazione appare meno favorevole: in molti Paesi resta limitato il ruolo delle forniture via gas naturale liquefatto e risultano ancora molto concentrati i mercati nazionali. Tale situazione, sempre secondo il rapporto ERGEG (*European Energy Regulatory Group for Electricity and Gas* a cui partecipa l'Autorità italiana), espone ancora l'Europa a rischi nel caso di interruzione di uno dei principali gasdotti che la riforniscono, richiamando la persistente necessità di maggiori investimenti in impianti di stoccaggio, GNL, controflusso, nonché di infrastrutture di interconnessione tra i diversi Paesi membri. Le dinamiche sopra rappresentate vanno inquadrare nell'ambito di un importante quanto delicato snodo della strategia energetica europea. Da un lato infatti, con l'implementazione al 3 marzo 2011 del *Terzo pacchetto energia* (che definisce un nuovo quadro di riferimento istituzionale e regolatorio per il mercato interno) si completa il disegno strategico definito dal *Piano d'azione* per il settore energetico della Unione Europea approvato nel marzo 2007 dal Consiglio UE; insieme a obiettivi di competitività, sostenibilità e sicurezza delle forniture, sono state varate ambiziose politiche di contenimento del *cambiamento climatico* (cosiddetto *Pacchetto 20-20-20*). Dall'altro lato, sono in corso di definizione, nell'ambito del dialogo fra Istituzioni comunitarie e fra queste e gli Stati membri, il nuovo *Piano d'azione* energetica per il periodo 2011-2020 e una *Roadmap* al 2050, documenti nei quali si evince un orientamento a rafforzare, rispetto al passato, il ruolo dell'Unione europea e dunque il netto prevalere di ottiche comunitarie europee, rispetto ai preesistenti ed insufficienti sforzi di integrazione dal basso di singoli mercati nazionali.

Il *Terzo Pacchetto energia* pone – attraverso l'istituzione di nuovi organismi di coordinamento europei (sia dei Regolatori, che degli operatori di rete) e la definizione di *codici di rete* condivisi – le necessarie premesse per una maggiore integrazione dei mercati nazionali e uno sviluppo adeguato della concorrenza, soprattutto attraverso la formazione di quadri regolatori certi ed armonizzati (specialmente in tema di scambi transfrontalieri di energia). Nel raggiungimento di tali obiettivi un ruolo di primo piano è comunque affidato ai Regolatori nazionali che dovrebbero vedere una significativa valorizzazione dei

<sup>5</sup> Iniziative regionali. La Commissione ed i Regolatori europei stanno cercando di dare impulso al processo di formazione di un vero mercato unico europeo dell'energia, accelerando l'integrazione preliminare dei vari mercati nazionali, per Regione: si tratta di gruppi di Paesi Ue su cui focalizzare iniziative comuni dei Regolatori e dei Governi per superare problematiche quali lo sviluppo dei collegamenti ed ai flussi transfrontalieri, l'accoppiamento dei mercati e l'armonizzazione delle norme nazionali. Attualmente le Regioni sono così strutturate:

Settore elettrico: regione baltica (Estonia, Lettonia, Lituania); regione centro-orientale (Austria, Germania, Polonia, Repubblica ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria); regione centro-meridionale (Austria, Francia, Germania, Grecia, Italia, Slovenia); regione Francia-Regno Unito-Irlanda (Francia, Irlanda, Regno Unito); regione centro-occidentale (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi); regione nord (Danimarca, Finlandia, Germania, Norvegia, Polonia, Svezia); regione sud-occidentale (Francia, Portogallo, Spagna);  
Settore gas: regione sud (Francia, Portogallo, Spagna); regione sud-orientale (Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria); regione nord-occidentale (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Norvegia, Paesi Bassi, Regno Unito, Svezia). La Commissione sta ora valutando, assieme alle Autorità di regolazione, un'eventuale modifica degli attuali raggruppamenti tenendo conto delle esperienze via via acquisite e del ruolo che potrà essere sviluppato dall'ACER. Fra le proposte di riassetto, una riorganizzazione della Regione GAS Sud-orientale, a causa delle sue dimensioni eterogenee e della divergenza di interessi tra gli Stati che la compongono, e la partecipazione dell'Italia anche alla Regione GAS Sud.

propri poteri e profili di indipendenza ovunque in Europa, che saranno chiamati a creare, attraverso alcune attività di regolazione condivise e coordinate da ACER (Agenzia per la cooperazione tra i regolatori dell'energia), le condizioni necessarie per sostenere ulteriori efficientamenti ed integrazioni dei mercati, nonché ulteriori sviluppi infrastrutturali.

Attenzione va altresì attribuita al nuovo disegno strategico di medio e lungo termine per il settore energetico europeo che si va delineando in questi mesi e che il Consiglio europeo potrebbe adottare in corso d'anno, sulla base delle recenti proposte avanzate negli ultimi due mesi dalla Commissione europea.

- La Comunicazione CE *"Energy Strategy 2011-2020"* del 10 novembre 2010 individua cinque assi prioritari per una strategia energetica europea al 2020: l'efficienza energetica (entro la metà del 2011, la CE definirà anche un *Energy Efficiency Plan*); un mercato energetico europeo integrato (attraverso l'implementazione del *terzo pacchetto*, il rafforzamento delle infrastrutture esistenti e la costruzione di nuovi interconnettori); la tutela dei consumatori e la promozione dell'affidabilità dei sistemi energetici; la leadership europea nello sviluppo tecnologico e nell'innovazione (soprattutto con riferimento alle energie rinnovabili); il rafforzamento delle relazioni esterne dell'UE nei confronti dei Paesi limitrofi, specialmente con quelli che hanno un ruolo strategico per l'approvvigionamento del mercato europeo (Est Europa e Mediterraneo). Circa quest'ultimo aspetto, si può ricordare che l'Autorità italiana sta già sostenendo un impegno molto intenso: partecipando in maniera attiva e propositiva ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), del Trattato per la *Comunità energetica del Sud Est Europa*; gestendo progetti di "gemellaggio" con Regolatori di Paesi confinanti con l'UE; animando, sin dal 2006, MEDREG, l'Associazione dei Regolatori per l'elettricità e il gas del Mediterraneo. Quest'ultima, con sede legale e Segretariato in Italia presso gli uffici dell'Autorità italiana, è diventata un punto di riferimento per molti attori politico-istituzionali-industriali nazionali ed europei del mercato energetico nel Mediterraneo, compresa la PAM (Parliamentary Assembly of the Mediterranean).
- La Comunicazione CE *"Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A blueprint for an integrated European network"*, del 17 novembre 2010, declina l'asse strategico di un mercato energetico europeo integrato, definendo le priorità per investimenti in nuove infrastrutture energetiche volte a conseguire gli obiettivi prefissati dall'UE in termini di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti e una possibile metodologia di pianificazione strategica di medio e lungo periodo. L'obiettivo finale è interconnettere gli Stati membri che sono isolati dagli altri mercati europei dell'energia, ma soprattutto rafforzare significativamente le reti transfrontaliere esistenti, integrando anche la produzione di energia da fonti rinnovabili.
- Sempre nel solco delle strategie di promozione di un mercato energetico pan-europeo integrato, si inserisce anche la recente comunicazione CE su "Il ruolo futuro delle Iniziative Regionali" avviate da ERGEG nel 2006. Tali Iniziative regionali danno nuovo impulso alla strategie di integrazione sovranazionale quale passo intermedio verso il *mercato unico* continentale UE.

- Da segnalare, infine, sul fronte delle politiche di sostenibilità di lungo termine, l'avvio delle consultazioni per la definizione, nel corso del 2011, di una *Energy Roadmap al 2050* che articolerà per il settore energetico le modalità di transizione nel lungo termine verso un'economia decarbonizzata. Sulla base della condivisione dell'obiettivo di riduzione nelle UE del 80-95% delle emissioni in EU rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050 (Consiglio europeo del ottobre 2009), verrà definita anche una più generale Roadmap for a Low carbon Economy by 2050. L'Autorità ha in tal senso contribuito con la presentazione, in sede nazionale ed internazionale, di un documento sui cambiamenti climatici, comprendente una proposta basata su meccanismi di mercato riguardanti il contenuto CO2 dei prodotti destinati al consumo; una soluzione in grado di contrastare fenomeni di dumping ambientale, coinvolgendo di fatto tutti i Paesi di tutti i Continenti in una visione da soluzione globale per un problema altrettanto globale.

Sulla scorta dei primi documenti disponibili, pare essere maturata a livello europeo l'esigenza di articolare sul lungo termine ogni strategia di sostenibilità. Rispetto alla concezione del *Pacchetto 20-20-20* - delineato solo qualche anno fa - da un lato, ciò pone gli obiettivi di radicale trasformazione dell'economia europea in un orizzonte più consono, dall'altro, rivela l'esigenza di una attenta e meditata rivisitazione delle politiche degli strumenti ad oggi in essere. In tal senso si segnala, ad esempio, in numerosi Paesi europei, la profonda revisione in atto dei meccanismi di incentivo per la promozione delle energie rinnovabili e la preoccupazione, per gli esiti potenzialmente divergenti e disarmonici, della Commissione europea che ha chiesto ai Regolatori europei una segnalazione su questo tema.

## 2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

### 2.1 MERCATO ALL'INGROSSO

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, si è ridotto al 30% del totale della produzione nazionale nel 2010 rispetto al 38% del totale della produzione nazionale nel 2005. Tuttavia, in specifiche zone geografiche del Paese e per diversi servizi di dispacciamento (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.), il livello di competizione sul mercato è ancora lontano da quello proprio di mercati compiutamente concorrenziali.

In particolare, in specifiche zone geografiche si riscontra un livello di competizione piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna (Isole), eminentemente a causa della inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare (Continente). La situazione è comunque destinata a migliorare fra il 2011 e il 2014 in virtù del progressivo incremento della capacità di interconnessione fra le Isole e il Continente nonché del pieno dispiegarsi degli effetti positivi della riforma del mercato elettrico descritta nel prosieguo.

L'andamento dei *prezzi zionali* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) dal 2005 al 2010 testimonia tali differenze strutturali. Infatti, l'analisi dei dati rivela una crescita sostenuta dei prezzi dal 2005 al 2008 in tutte le zone ma con un *trend* assai più marcato in Sicilia (+91% in Sicilia rispetto a +52% in Sardegna e ad un incremento compreso fra +44% e +48% nelle altre zone del Continente). Il 2009 registra un brusco calo dei prezzi rispetto al 2008 in tutte le zone ma in misura nettamente inferiore in Sardegna rispetto alle altre zone. L'andamento dei prezzi nel 2009 sembrava così consolidare il divario fra i prezzi nelle Isole e nel Continente. Assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2009 i prezzi nelle zone del Continente erano di poco superiori ai livelli del 2005 mentre i prezzi in Sicilia e Sardegna permanevano su livelli ben superiori a quelli del 2005 (+40% in Sicilia e +36% in Sardegna). Il 2010 segna - rispetto al 2009 - uno stallo dei prezzi nelle zone del Continente, un ulteriore lieve peggioramento del divario dei prezzi fra la Sicilia e il Continente (+2% rispetto al 2009) e viceversa un apprezzabile miglioramento del divario dei prezzi fra la Sardegna e il Continente (-10% rispetto al 2009). Comunque, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2010 i prezzi in Sicilia e Sardegna erano ancora su livelli sensibilmente superiori a quelli del 2005 (+43% in Sicilia e +22% in Sardegna).

La riduzione del divario tra i prezzi della Sardegna e quelli del Continente è imputabile, almeno in parte, all'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente nel 2010 rispetto al 2009. Per il futuro ci si attende che il suddetto divario continui a ridursi per effetto del progressivo aumento della capacità di interconnessione

previsto negli anni 2011 e post 2015 grazie al raggiungimento della piena operatività del SAPEI<sup>6</sup> e all'entrata in operatività del SACOI3 in sostituzione del SACOI7.

L'elevato divario tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è comunque destinato a ridursi sensibilmente nel prossimo futuro per effetto dell'assoggettamento, negli anni fra il 2011 e il 2013, di buona parte della capacità di produzione alla nuova disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema nonché e soprattutto per l'entrata in operatività di una nuova infrastruttura di interconnessione col Continente nel 2014.

Più critica è la situazione del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), mercato nel quale il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, che per sua natura è caratterizzato da una struttura dell'offerta molto più concentrata di quella propria del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro prestazioni tecniche, possono efficacemente ed efficientemente erogare a Terna quei servizi di dispacciamento necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

Comunque, la riforma del mercato elettrico di cui si tratterà nel prosieguo pare avere contribuito, unitamente ad altri fattori, a migliorare il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (di seguito: onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento). Comparando infatti l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 10 mesi del 2010, l'anno di prima attuazione della riforma del mercato elettrico, con l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 10 mesi del 2009, l'anno antecedente la riforma del mercato elettrico, ne emerge una riduzione del suddetto onere netto di circa il 30%, il che equivale a un risparmio di circa 440 milioni di euro.

L'andamento dei prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire<sup>8</sup>) e dei prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere<sup>9</sup>) fra il 2009 e il 2010 conferma altresì l'apprezzabile miglioramento delle condizioni di prezzo in Sardegna già evidenziato con riferimento al *mercato del giorno prima* (MGP). In Sardegna, infatti, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2009, nel 2010 il valore medio dei prezzi pagati da Terna è diminuito del 18% (cioè di circa 38 €/MWh) mentre il valore medio dei prezzi incassati da Terna è aumentato del 148% (cioè di circa 16 €/MWh). In Sardegna, quindi, la sensibile diminuzione degli oneri medi di Terna per l'acquisto di energia su MSD e il forte aumento dei proventi medi di Terna per la cessione di energia su MSD hanno ridotto significativamente l'onere netto per l'approvvigionamento in loco di risorse per il dispacciamento. In Sicilia, viceversa, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2009, nel 2010 sia i prezzi pagati da Terna per l'acquisto di energia che i prezzi incassati da Terna per la cessione di energia su MSD

<sup>6</sup> E' l'infrastruttura di interconnessione che collega il Lazio con la Sardegna.

<sup>7</sup> E' l'infrastruttura di interconnessione che collega la Toscana con la Sardegna.

<sup>8</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 accettate in vendita nell'ora.

<sup>9</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 accettate in acquisto nell'ora.

sono diminuiti rispettivamente del 7% (cioè di circa 12 €/MWh) e del 56% (cioè di circa 10 €/MWh). In altri termini, la diminuzione degli oneri medi di Terna per acquisto di energia su MSD è stata, almeno in parte, sterilizzata dalla contestuale diminuzione dei proventi medi di Terna per cessione di energia su MSD.

Il miglioramento della situazione in Sardegna è verosimilmente imputabile a due fattori concomitanti:

1. l'incremento di capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente (che ha permesso a Terna di approvvigionare più risorse per il dispacciamento per la Sardegna da impianti localizzati nel Continente);
2. la contrattualizzazione di parte della capacità produttiva localizzata in Sardegna in applicazione del regime "alternativo" di regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema.

La differente situazione della Sicilia è, viceversa, spiegabile con il fatto che, sebbene nel 2010 sia stata contrattualizzata, in applicazione del regime "alternativo" di regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema, molta capacità produttiva localizzata in Sicilia, diversamente da quanto avvenuto in Sardegna non si è avuto alcun incremento della capacità di interconnessione con il Continente. Incremento che è previsto per il 2014, anno in cui è programmata l'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione fra la Sicilia e il Continente.

La contrattualizzazione della capacità produttiva, infatti, incide (quasi) solo sui prezzi a salire degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema, mediante l'imposizione di un tetto ai prezzi che detti impianti possono chiedere a Terna per l'energia ceduta nel MSD.

Come già accennato, il 1 gennaio 2010 è stata avviata una riforma organica del mercato elettrico secondo i principi generali fissati dalla Legge n. 2/09. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi del Ministro dello Sviluppo Economico ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella istituzione di un nuovo *mercato infragiornaliero* dell'energia (MI), al posto dell'*ex mercato di aggiustamento*, nella riforma del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), nella nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi.

Nel 2010 è stata avviata una prima fase della riforma del mercato elettrico che prevedeva:

- la nascita di un *mercato infragiornaliero* dell'energia (MI) - articolato in molteplici sessioni - finalizzato a incrementare le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- la riforma del MSD tramite:
  - l'adozione di modelli di rete e algoritmi più efficienti ed efficaci per la selezione delle offerte su MSD;
  - l'adozione di una nuova struttura di offerta per riflettere più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti in funzione dei differenti servizi resi a Terna (riserva secondaria o altri servizi);

- l'articolazione del MSD in molteplici sessioni per consentire ai produttori di adeguare le offerte degli impianti all'approssimarsi del tempo reale a fronte di variazioni dei parametri tecnici, dei rischi e dei costi di esercizio;
- la riforma della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema con l'introduzione di meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori tramite:
  - la definizione di una corretta metodologia di individuazione degli impianti che - singolarmente o in raggruppamento - saranno prevedibilmente essenziali per il soddisfacimento del fabbisogno dei servizi di dispacciamento;
  - l'assoggettamento dei suddetti impianti a vincoli di offerta sul mercato elettrico nelle ore in cui saranno essenziali per il soddisfacimento del fabbisogno dei servizi di dispacciamento;
  - la facoltà per i titolari dei suddetti impianti di scegliere tra diversi regimi di regolazione contraddistinti da differenti gradi di libertà nella gestione degli impianti e diversi gradi di garanzia di copertura dei costi variabili e dei costi fissi efficienti degli impianti.

Nel 2010, le situazioni delle Isole destavano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due maggiori operatori (o, nel caso della Sicilia, raggruppamenti di operatori) entrambi dotati di un notevole potere di mercato. Del resto, le Isole, come già evidenziato, sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli del Continente. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili interamente a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo ma anche al potere di mercato di cui godono gli operatori nelle Isole, potere che trae la sua ragione anche e soprattutto dalla criticità del sistema elettrico nelle Isole in termini di adeguatezza.

Del resto, i livelli di criticità del sistema elettrico nelle Isole in termini di adeguatezza sono chiaramente condizionati dal grado di interconnessione tra le Isole e il Continente. Tanto maggiore è il grado di interconnessione tra le Isole e il Continente, tanto minori sono i livelli di criticità nelle Isole.

Con riferimento alla Sardegna, il grado di interconnessione con il Continente è progressivamente aumentato nel corso del 2010 per effetto del graduale raggiungimento della piena operatività del primo cavo del SAPEI. I valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna del 2010 sono infatti cresciuti rispettivamente di circa 150 MW (da circa 150 MW a circa 300 MW) e di circa 80 MW (da circa 160 MW a circa 240 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2009. Ciò è avvenuto per effetto della piena entrata in operatività del primo cavo del SAPEI - iniziata il 1 dicembre 2009 - che ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 450 MW e 420 MW nel 2010.

Con riferimento alla Sicilia, invece, occorrerà attendere l'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi nel 2014 per registrare un significativo incremento della capacità

massima di interconnessione fra la Sicilia e il Continente: Sicilia-Continente (da 600 MW a 1500 MW) e Continente-Sicilia (da 100 MW a 1100 MW).

Nel 2010, vi è stato però un secondo fattore che ha senz'altro contribuito a mitigare gli effetti dei livelli di criticità del sistema elettrico nelle Isole: la prima attuazione della nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema.

Nelle Isole, tutti i produttori 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. Ciò ha consentito a Terna di contrattualizzare:

- in Sardegna, 265 MW di riserva di potenza a salire e 40 MW di riserva di potenza a scendere con differenti profili orari di impegno;
- in Sicilia, 617 MW di riserva di potenza a salire e 70 MW di riserva di potenza a scendere con differenti profili orari di impegno.

Le situazioni di criticità nelle Isole, sotto il profilo dell'adeguatezza del sistema elettrico e/o sotto il profilo della competitività del mercato elettrico, sono verosimilmente destinate a migliorare nel 2011 per quattro ordini di fattori:

1. l'avvio della seconda fase di riforma del mercato elettrico;
2. l'incremento della capacità assoggettata nelle Isole alla nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
3. l'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente nel 2011 rispetto al 2010;
4. gli impegni di ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. afferenti la macrozona Sicilia resi obbligatori dal provvedimento n. 21960 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: impegni ENEL) e gli impegni di Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. afferenti la macrozona Sicilia resi obbligatori dal provvedimento n. 21962 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: impegni EDIPOWER);

Con riferimento al punto 1, dal 1 gennaio 2011 è stata avviata una seconda fase della riforma del mercato elettrico che prevede:

- l'integrazione del MI con il MSD tramite il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e le sessioni in cui si articola il MSD al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- l'affinamento della riforma del MSD tramite:
  - l'articolazione della fase di programmazione in più sottofasi per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento riducendo