

PAS 18/09

SEGNALAZIONE
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

30 settembre 2009

INDICE

Premessa	3
1) Mercato del gas naturale	4
Analisi	4
Mercato all'ingrosso	4
Mercato al dettaglio	8
Distribuzione	10
Proposte	12
Misure di effetto immediato	13
Misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo	15
2) Mercato dell'energia elettrica	20
Analisi	20
Mercato all'ingrosso	20
Mercato al dettaglio	25
Oneri di sistema	27
Proposte	34
3) Integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica	40

Premessa

La presente segnalazione è 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, dove è previsto che: *“A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello sviluppo economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A tale riguardo, potranno essere in particolare adottate misure con riferimento ai seguenti aspetti: a) promozione dell'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con i Paesi limitrofi; b) sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine, al fine di garantire un'ampia partecipazione degli operatori, un'adeguata liquidità e un corretto grado di integrazione con i mercati sottostanti.”*

Come già segnalato nella *“Informativa sulle misure adottate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 3 comma 8 della Legge 28 gennaio 2009 n. 2 e proposte urgenti ai sensi del medesimo provvedimento”*, i mercati dell'energia presentano ancora oggi rilevanti criticità strutturali, più marcate nel settore gas. Permangono infatti carenze nello sviluppo delle infrastrutture nonché posizioni di elevata concentrazione dell'offerta, particolarmente pesanti nel mercato gas che pure molto incide, nel caso italiano, su quello elettrico. Tali carenze e posizioni non consentono di conseguire, e di trasferire pienamente ai clienti finali, i benefici realizzabili attraverso un compiuto processo di liberalizzazione dei mercati energetici.

Nel seguito e con riferimento al sistema energetico nazionale, si evidenzieranno, separatamente per il mercato del gas e dell'energia elettrica, le principali criticità che caratterizzano ciascun settore e si formuleranno proposte tese a: migliorare il funzionamento dei mercati; promuovere la concorrenza; rimuovere alcune anomalie.

1. MERCATO DEL GAS NATURALE

ANALISI

Mercato all'ingrosso

- 1.1 Il mercato all'ingrosso del gas naturale presenta due ordini di criticità:
 - a) criticità legate alla concentrazione dell'offerta e alle carenze infrastrutturali;
 - b) criticità legate all'assenza di mercati regolamentati liquidi, sia spot che a termine.
- 1.2 Le criticità legate alla concentrazione dell'offerta sono rese evidenti dal fatto che, a quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora il 66,9% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera - le cosiddette vendite innovative. Del restante 33,1%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari al 12,3% e al 10,1% (dati 2008). Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione, per questi soggetti, dal 33,1% scende al 15,8%.
- 1.3 La stessa Eni è anche proprietaria della massima parte della produzione nazionale, controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas), è proprietario o controlla tutte le infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ad eccezione del terminale di rigassificazione di Rovigo (la cui entrata in esercizio è prevista nelle prossime settimane), ed infine è proprietario o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio.
- 1.4 Le criticità legate alle carenze infrastrutturali, dovute essenzialmente a evidenti ritardi nello sviluppo proattivo di necessari investimenti, sono state evidenziate con nettezza nel recente passato dalle gravi crisi di approvvigionamento, costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani, innescate o da picchi di domanda invernale (crisi del 2004-2005 e del 2005-2006) o da temporanee indisponibilità di importazioni (crisi Ucraina-Russia del 2009).
- 1.5 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. Il grave deficit di capacità di offerta e di stoccaggio, evidenziato nelle crisi recenti, potrebbe quindi ripetersi, nonostante l'attuale basso livello di domanda con rischi immediati per il sistema e gli utenti finali.

- 1.6 Per valutare tali criticità è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non solo a livello annuale (come impropriamente viene spesso proposto) ma anche a livello giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile e dei consumi per la produzione elettrica.
- 1.7 Tale valutazione¹ porta a ritenere che un sistema gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 80 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo apporterà solo 25 Mmc/g aggiuntivi.
- 1.8 La situazione di deficit infrastrutturale è quindi con tutta evidenza grave e duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque lontane nel tempo; si registrano difficoltà e ritardi nello sviluppo delle infrastrutture sia di stoccaggio (l'ultimo potenziamento dello stoccaggio risale a due anni fa e si tratta di un mero miglioramento tecnico della capacità già esistente) che di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione); mentre è previsto che la domanda di punta, superata l'attuale congiuntura economica sfavorevole, ritorni a crescere ad un ritmo di almeno 10 Mmc/g all'anno.
- 1.9 Nei prossimi anni è quindi possibile che, in caso di problemi su uno dei principali metanodotti di importazione, occorra, ancora una volta, assumere, come da tre anni a questa parte, misure tempestive, ancorché onerose, atte a mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati².

¹ L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 330 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi il rigassificatore di Rovigo e i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 600 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi. Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 450 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori a tale livello in caso di freddo particolarmente intenso. Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda. Ma è altrettanto evidente che in questa situazione se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

² In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla normativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas, sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo

- 1.10 Per assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, è necessario un livello di offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda, ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di capacità di offerta; eccesso, la cui dimensione ottima è funzione della concentrazione dell'offerta, presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale. Tale situazione condiziona peraltro sempre più anche il settore elettrico, posto che oltre il 55% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, e rende difficile immaginare di candidare l'Italia anche come un auspicabile e conveniente *hub* energetico nel Sud-Europa.
- 1.11 L'assenza di mercati liquidi e della disponibilità, a costi ragionevoli, dei necessari strumenti di flessibilità continuano a condizionare fortemente non solo gli esiti del mercato all'ingrosso, ma anche il grado di integrazione verticale del settore (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio – lungo periodo tra soggetti distinti) e, quindi, il grado di concorrenza nel mercato al dettaglio.
- 1.12 L'assenza di una Borsa liquida del gas comporta innanzitutto che le condizioni prevalenti nei contratti di fornitura continuino a rispecchiare la struttura di costo propria dei contratti *take or pay* di lungo periodo dell'operatore dominante; a tale effetto va aggiunto quello – non meno rilevante - di un notevole aumento dei costi di transazione e del rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante (operante all'ingrosso o al dettaglio), il quale non abbia precedentemente negoziato accordi (o pre-accordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso e dei necessari strumenti di flessibilità.
- 1.13 A fronte di tutte le sopraelencate criticità, alcuni recenti interventi legislativi hanno cercato di introdurre strumenti per dare un impulso allo sviluppo del mercato: in particolare l'articolo 30 della Legge n. 99/09 dispone che il Gestore del mercato elettrico (GME) organizzi e gestisca la Borsa del gas e che, in particolare, il GME, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima Legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.
- 1.14 Sebbene l'avvio della Borsa del gas non garantisca di per sé la nascita di un mercato regolamentato davvero liquido, si tratta di un primo importante passo in tale direzione. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio, ancora fortemente caratterizzato da un'elevata discriminazione di prezzi non giustificabili sulla sola base delle diverse caratteristiche del prelievo.

di reintegrazione dei maggiori oneri sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione alimentati ad olio combustibile, con un conseguente aggravio pagato in tariffa dai consumatori.

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

- 1.15 È importante sottolineare che la presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale o, almeno, di misure che inducano un comportamento di offerta concorrenziale è una condizione fondamentale perché la Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno non solo fortemente distorti ma anche facilmente (e senza costo rilevante) condizionabili, per non dire governabili, da parte dell'operatore dominante, ENI; ciò che finirebbe per svuotare di significato detti segnali di prezzo.
- 1.16 Considerazioni analoghe valgono con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale. In presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale, o di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di forte concorrenza, l'Acquirente unico potrebbe, così come nel settore dell'energia elettrica, approvvigionarsi sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni, serviti nell'ambito dei meccanismi di tutela cui vengono applicati i prezzi di riferimento. Prezzi di riferimento che sarebbero quindi determinati sulla base dei prezzi pagati da Acquirente unico sul mercato, dacché i prezzi di mercato rifletterebero dinamiche concorrenziali. Nell'attuale contesto di mercato, invece, tali prezzi rifletterebero verosimilmente, l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.
- 1.17 I recenti interventi legislativi sul mercato all'ingrosso del gas, di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 3 del Decreto Legge 1 luglio 2009 n. 78 convertito nella Legge 3 agosto 2009 n. 102, che hanno imposto un obbligo di offerta (*gas release*) a condizioni predefinite sull'operatore dominante, costituiscono un primo banco di prova per interventi di questo tipo; tali interventi non potevano, tuttavia, dare piena soluzione all'assenza di una struttura concorrenziale nell'offerta; ciò a causa della episodicità della misura prevista, del particolare momento dell'anno in cui essa è entrata in vigore, della sostanziale impossibilità di accesso diretto o indiretto dei consumatori di piccola dimensione (famiglie e PMI) e della ridotta dimensione, sia in termini quantitativi che di estensione temporale, che hanno caratterizzato l'obbligo di offerta.
- 1.18 In particolare lo svolgimento della *gas release* è avvenuto troppo a ridosso del periodo di consegna dei prodotti negoziati. La negoziazione di prodotti a termine fisici, infatti, è funzionale alla cessione degli stessi ai clienti finali e/o alla composizione del portafoglio approvvigionamenti dei venditori (o degli *shipper*); l'anticipo tipico, rispetto al periodo di consegna, proprio sia della sottoscrizione dei contratti con i clienti finali che delle decisioni sulla composizione dei portafogli di approvvigionamento degli *shipper*, è sensibilmente maggiore rispetto a quello consentito dalla Legge n. 102/09 (nei mercati organizzati i prodotti annuali vengono negoziati a partire da 12-18 mesi prima dell'inizio del periodo di consegna); questo insufficiente anticipo ha comportato che, da un lato, gran parte dei clienti finali avesse già sottoscritto i contratti di approvvigionamento per l'anno termico successivo (né si poteva immaginare di intervenire sui contratti già sottoscritti liberamente) e, dall'altro, che, essendo i portafogli di approvvigionamento degli *shipper* già chiusi, per di più in un mercato congiunturalmente molto "lungo" (a causa della riduzione delle attività industriali determinata dalla crisi economica internazionale), le opportunità di sostituire il gas già approvvigionato con quello della *gas release* fossero poche e, in genere, a prezzi molto bassi.

- 1.19 Ciononostante, la *gas release* ha avuto l'indubbio beneficio di rendere disponibile un segnale di prezzo trasparente di prodotti liquidi che consente a tutti i clienti finali di poter valutare più correttamente le condizioni economiche previste nelle proprie forniture.
- 1.20 Analoghe considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni di cui al comma 3, articolo 3, del Decreto Legge n. 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, che sono volte appunto a rendere disponibili al mercato le necessarie risorse di flessibilità sia con riferimento ai servizi di bilanciamento che di stoccaggio, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. La disponibilità per il mercato di tali strumenti è necessaria, tra l'altro, per ridurre i rischi ed i costi di transazione connessi all'acquisizione dei clienti nel corso dell'anno termico e, in generale, per gestire efficientemente le variazioni nei profili di prelievo dei clienti finali e nelle condizioni economiche e tecniche che caratterizzano gli approvvigionamenti a monte.
- 1.21 Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3 del Decreto Legge n. 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione 5 agosto 2009, DCO 28/09, una serie di interventi volti ad aumentare la flessibilità dei servizi di stoccaggio e bilanciamento.

Mercato al dettaglio

- 1.22 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, al fine di garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni), l'Autorità continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti.
- 1.23 La previsione di particolari meccanismi di tutela per i clienti di minori dimensioni trova ampia giustificazione nella particolare vulnerabilità di questi clienti all'eventuale esercizio di potere di mercato da parte degli esercenti la vendita *incumbent*.
- 1.24 Infatti, non solo i clienti finali sono – *ceteris paribus* - meno propensi al cambio del fornitore a causa dei maggiori costi (in termini percentuali sul costo della fornitura) di ricerca dei fornitori alternativi e di “cambio fornitore” (o *switch*), ma la stessa offerta potenziale che si rivolge ai clienti di minori dimensioni è inferiore; ciò a causa delle maggiori dimensioni di scala (in termini di clienti serviti) richieste agli esercenti la vendita per essere competitivi su questo segmento di mercato.
- 1.25 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*”.

- 1.26 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.
- 1.27 I *prezzi di riferimento* sono aggiornati trimestralmente da parte dell'Autorità per tenere conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso che sono determinati a partire dalla struttura di costo di approvvigionamento; struttura di costo che è fortemente legata agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro.
- 1.28 Infatti, i costi di approvvigionamento del gas naturale variano in relazione alle fluttuazioni dei mercati energetici e sono normalmente indicizzati, nei contratti internazionali, a indicatori costituiti dal mercato del greggio, del gasolio e degli oli combustibili. L'attuale metodologia di determinazione dei *prezzi di riferimento* prevede inoltre che sia garantita 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. Il corrispettivo applicato in ciascun trimestre è cioè funzione delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti l'aggiornamento.
- 1.29 Tuttavia, la fissazione di condizioni economiche di fornitura rispetto ad un costo efficiente rimane particolarmente difficile in un contesto come quello italiano, in cui l'offerta sul mercato finale del gas è approvvigionata in larghissima misura da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo prevalente di contratti *take or pay* di lungo periodo.
- 1.30 Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio i dati del 2008 hanno evidenziato un tasso di *switch* del settore domestico di poco superiore all'1% e, nel settore delle imprese, limitando l'analisi a quelle con consumi di gas inferiori a 200.000 Smc/anno, di poco superiore al 3%.
- 1.31 In questo quadro emergono chiaramente le ragioni per cui gli incentivi alla competizione nel mercato della vendita al dettaglio siano fortemente limitati dall'esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso da un lato e, dall'altro, dal forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio.
- 1.32 Soprattutto, a quasi sette anni dall'apertura a valle del mercato del gas naturale, risulta evidente come gli strumenti di tutela dei clienti di piccole dimensioni contro l'esercizio del potere di mercato da parte dei soggetti che operano nella vendita, che si sostanziano nelle condizioni economiche di fornitura, risultino ormai poco efficaci a contrastare l'esercizio del potere nel mercato all'ingrosso di cui gli stessi esercenti la vendita sono talvolta vittime e i cui effetti inevitabilmente acuiscono la scarsa contendibilità del mercato al dettaglio.
- 1.33 Un altro elemento di forte criticità è costituito dalla relazione/integrazione verticale tra le società di distribuzione, cui le procedure di *switch* prevedono l'invio delle relative richieste, e il venditore *incumbent* nell'area; quest'ultimo

può avvantaggiarsi di informazioni privilegiate facilmente reperibili per mettere in atto strategie volte a contenere la perdita di clienti.

- 1.34 L'esistenza di centinaia di imprese di distribuzione comporta, per i venditori che vogliono espandere la propria azione sul territorio, la necessità di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e distribuzione. Ciò rende necessaria una regolazione ed una standardizzazione molto spinta e porta i venditori a limitare l'espansione dell'attività di vendita a quelle zone e quei territori dove sufficienti economie di scala giustificano i costi gestionali sostenuti.
- 1.35 L'Autorità ha già allo studio una riforma organica di tutta la disciplina dello *switch* per limitare il più possibile gli ostacoli di tipo operativo che, aumentando i costi e le asimmetrie informative, creano barriere all'ingresso di nuovi operatori; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas come meglio illustrato nel seguito.
- 1.36 Infine, a completamento del quadro del mercato al dettaglio, si osserva la necessità sempre attuale e urgente di intervenire quanto più possibile per migliorare il grado di informazione dei clienti finali, anche attraverso le relative associazioni, e la loro capacità di esprimere una domanda consapevole. Infatti si ritiene che la pressione competitiva che i clienti possono mettere ai fornitori con la loro propensione allo *switch* sia un fattore chiave di successo della liberalizzazione, importante quanto la concorrenza all'ingrosso ed anzi, là dove questa si esprime in una forma parziale ed imperfetta, anche in una certa misura sostitutiva di essa.

Distribuzione

- 1.37 L'articolo 23-bis del Decreto Legge 25 giugno 2008, convertito nella Legge 6 agosto 2008, n. 133, come modificato, da ultimo, dall'articolo 30, comma 26, della Legge 23 luglio 2009, n. 99, prevede che gli ambiti territoriali minimi di cui al comma 2, dell'articolo 46-bis del Decreto Legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito nella Legge 29 novembre 2007, n. 222 e modificato dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244, sono determinati dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni, sentite la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tenendo anche conto delle interconnessioni degli impianti di distribuzione e con riferimento alle specificità territoriali e al numero dei clienti finali. In ogni caso l'ambito non può essere inferiore al territorio comunale.
- 1.38 In merito, l'Autorità ha diffuso, in data 3 giugno 2008, un proprio documento per la consultazione contenente ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d'utenza.
- 1.39 L'Autorità, in coerenza con la propria missione istituzionale, ritiene che la definizione dei bacini ottimali d'utenza debba essere effettuata al fine di garantire uno sviluppo efficiente del servizio a vantaggio dei clienti finali, avendo presenti i seguenti obiettivi specifici:

- razionalizzazione ed efficientamento del servizio di distribuzione del gas naturale;
 - promozione della concorrenza.
- 1.40 Il primo dei due obiettivi richiamati è stato oggetto delle analisi sviluppate nel documento per la consultazione, dove le prime indicazioni circa la dimensione ottima dei bacini d'utenza sono state fornite sulla base di un'analisi economica volta ad accertare la presenza di potenziali economie di scala nella produzione del servizio e sulla base di considerazioni di tipo tecnico, legate alle realtà impiantistica presente nel paese.
- 1.41 L'analisi, svolta dall'Autorità, degli studi disponibili e l'analisi su dati dell'anno 2006, relativi a un significativo campione di imprese di distribuzione, hanno confermato che il servizio di distribuzione del gas naturale è caratterizzato dalla presenza di economie di scala. Forti nel caso di imprese di piccole dimensioni, deboli per imprese medio-grandi.
- 1.42 La presenza di economie di scala implica che al crescere della dimensione diminuisca il costo medio unitario di produzione. Quindi, qualora venisse unicamente perseguito l'obiettivo di minimizzazione del costo di produzione del servizio, ciò potrebbe portare, in un'ipotesi estrema, al disegno di un sistema con un solo operatore. Tale ipotesi non appare però né auspicabile sul piano regolatorio, né praticabile sul piano pratico. In un settore come quello della distribuzione del gas, caratterizzato dalla presenza di condizioni di monopolio, l'Autorità ritiene che il mantenimento di una pluralità di operatori possa innanzitutto consentire uno sviluppo della cosiddetta "concorrenza per il mercato" e dall'altro possa favorire il compito del regolatore per la regolazione tariffaria del servizio grazie alla maggiore disponibilità di elementi informativi in merito ai costi efficienti delle singole attività del servizio.
- 1.43 In questo contesto si ritiene che la riduzione del numero dei bacini di utenza, adeguatamente supportato sul piano della normativa secondaria dalla introduzione di regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, possa avere benefici effetti anche in termini di sviluppo concorrenziale dell'attività di vendita gas.
- 1.44 L'Autorità, con la propria riforma tariffaria del servizio di distribuzione operata per il terzo periodo di regolazione, ritiene di aver già agito in un'ottica pro-concorrenziale, definendo un numero di ambiti tariffari molto limitato, semplificando così la vera e propria giungla tariffaria, con oltre 2000 ambiti, ciascuno caratterizzato da tariffe diverse.
- 1.45 L'odierna situazione di frammentazione della distribuzione rende molto onerosa l'attività delle imprese di vendita che devono impiegare significative risorse per identificare le imprese distributrici e gestire con esse i rapporti commerciali, i flussi di dati relativi alle variazioni anagrafiche dei propri clienti, i flussi di fatturazione e i flussi relativi alle misure rilevate.

Con la tavola seguente si intende evidenziare, molto sinteticamente, alcune asimmetrie ed alcuni elementi per un sommario confronto fra gli assetti ed i livelli di concentrazione mercati, per l'energia elettrica e il gas.

ASSETTI, LIVELLI DI CONCENTRAZIONE ED ASIMMETRIE DEI MERCATI

	Gas	Energia elettrica
Peso dell'operatore dominante (produzione + importazione)	63,4% (66,9% incluse le vendite innovative)	28,4%
Cessione di Asset dell'operatore dominante	no	si 3 Genco
Terzietà della proprietà rete	No Snam Rete Gas (eni)	Si Terna
Terzietà dei servizi a rete (dispacciamento)	No Snam Rete Gas (eni)	Si Terna
Tetti all'operatore dominante	Si 61% (netto autoconsumi) Solo fino al 2010	Si 50% per sempre
Esistenza di mercati regolati	No Esiste solo un punto di scambio virtuale gestito da Snam Rete Gas (Eni) ²	Si Mercato del giorno prima Mercato di aggiustamento Mercato servizi dispacciamento Mercato infragiornaliero Mercato fisico a termine Mercato finanziario (derivati) ¹
Numero distributori	278 (ancora eccessivamente elevato)	150 (numero contenuto ed ulteriormente ottimizzabile)
Numero dei punti di prelievo serviti dai primi dieci esercenti della distribuzione	60% (alta frammentazione)	97% (dimensioni aziendali a più alta economia di scala)
Concessioni	Assegnate dai comuni/onerose	Nazionali/gratuite
Tasso di <i>switching</i> (clienti domestici e PMI)	Meno del 7% in più di sette anni (1/1/2003)	Più dell'8,8% in meno di due anni (1/7/2007)
Livello della concorrenza	Inadeguato e a sviluppo frenato	Non del tutto soddisfacente, ma in progresso

(alcuni elementi di sommario confronto tra i settori elettricità e gas)

¹ Ulteriori novità sono previste dal Decreto Legge n. 185/08 (Art. 3 commi 10 – 13), convertito nella Legge n. 2/09, contenente indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Il prezzo dell'energia sarà determinato in base al criterio del Pay as Bid e verrà riformato anche il mercato dei servizi di dispacciamento.

² Novità normative, ancora in corso di implementazione, sono contenute nella Legge n.99/09 (Art. 30, commi 1-5) La gestione economica del mercato sarà affidata al GME. Viene esteso il ruolo dell'AU anche al settore gas.

PROPOSTE

- 1.46 Per superare le numerose e forti criticità del mercato del gas naturale si propone di operare attraverso due insiemi di misure. Le prime, con effetti più immediati, non richiedono sensibili modifiche di carattere strutturale. Le seconde hanno invece carattere strutturale e sono volte a consentire alle forze di mercato di raggiungere “autonomamente” equilibri concorrenziali, pur nell'ambito del necessario quadro regolatorio.

Misure di effetto immediato

Le misure capaci di produrre benefici effetti sul mercato del gas già nell'arco di alcuni mesi sono essenzialmente tre:

- a) *Gas release e Borsa del gas*
- b) *Servizi di flessibilità*
- c) *Interventi nella distribuzione*

a) Gas release e Borsa del gas

- 1.47 Come già evidenziato, una delle principali criticità del settore del gas naturale è la presenza, nel mercato all'ingrosso, di una struttura dell'offerta estremamente concentrata.
- 1.48 Al fine di anticipare, con soluzioni temporanee di transizione, la realizzazione di equilibri concorrenziali nel mercato all'ingrosso, si propone di introdurre, per via legislativa, obblighi di offerta a condizioni predefinite sull'operatore dominante, come già segnalato dall'Autorità nella Segnalazione PAS 3/09 del 27 febbraio 2009 contenente "Informativa sulle misure adottate e proposte urgenti ai sensi dell'articolo 3 comma 8 della Legge 28 gennaio 2009 n. 2" e, in parte ed in via sperimentale, disposto dalla Legge n. 102/09 per l'anno termico 2009/2010.
- 1.49 Si sottolinea, tuttavia, che, per consentire che tali disposizioni abbiano piena efficacia e producano gli esiti attesi, devono essere soddisfatte almeno le seguenti condizioni:
- le quantità che devono essere offerte in vendita in ciascun anno devono essere anche sensibilmente superiori a quelle che hanno caratterizzato la recente gas release ed essere tali per cui l'operatore dominante a) non sia più in grado di determinare – almeno unilateralmente – il prezzo della domanda residua (cioè al netto di tali quantità) ovvero b) non abbia interesse a farlo, preferendo aumentare la propria quota di mercato, piuttosto che mantenere elevati i prezzi a costo di una forte contrazione della propria quota di mercato;
 - tutta la domanda, inclusi anche i clienti di minore dimensione quali il settore domestico, il commercio, l'artigianato e in generale le piccole e medie imprese, deve avere accesso, sia pure attraverso una opportuna intermediazione, alle procedure di gas release;
 - gli obblighi di offerta devono avere un orizzonte pluriennale coerente con un adeguato sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio e di adduzione e tale da consentire una struttura dell'offerta concorrenziale;
 - le procedure di offerta devono essere svolte con adeguato anticipo rispetto all'inizio del relativo di consegna, secondo un calendario certo e secondo regole rese pubbliche con largo anticipo rispetto al momento in cui le *gas release* sono svolte.
- 1.50 Una *gas release* pluriennale con le caratteristiche sopra delineate consentirebbe il rapido avvio di una Borsa del gas i cui esiti siano sufficientemente concorrenziale o almeno non del tutto condizionabili dall'operatore dominante.

Tale Borsa certamente non risolverebbe del tutto i problemi di accesso al mercato posto che, come si evidenzierà nel seguito, l'assenza di un dispacciatore indipendente mina alla base gli esiti della Borsa stessa, ma indubbiamente consentirebbe di migliorare la trasparenza del mercato e di disporre di adeguati segnali di prezzo.

- 1.51 La liquidità della futura Borsa del gas potrà essere facilitata anche da altre misure quali, ad esempio, gli obblighi di offerta di gas al mercato del tipo di quelli oggi previsti in capo agli importatori (per quote del gas importato nell'anno termico precedente) ed ai produttori di gas nazionale (per le quantità corrispondenti alle *royalties*).
- 1.52 In presenza di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di concorrenza, in presenza delle misure sopra richiamate, sarebbe anche possibile fare assumere all'Acquirente unico un ruolo analogo a quello oggi svolto nel caso dell'energia elettrica. I *prezzi di riferimento*, cioè, potrebbero essere determinati sulla base dei prezzi pagati dall' Acquirente unico sul mercato. Ciò che, tra l'altro, garantirebbe anche una maggior aderenza dei *prezzi di riferimento* alle evoluzioni, anche congiunturali, del mercato.

b) Servizi di flessibilità

- 1.53 Nelle more della necessaria revisione della normativa primaria che disciplina l'attività di stoccaggio di gas naturale, l'Autorità ha già avviato, sulla base di molteplici istanze e delle disposizioni dalla Legge n. 102/09, un procedimento volto a definire nuovi servizi che, compatibilmente con la sicurezza del sistema, aumentino le flessibilità a disposizione degli operatori:
- da un lato, agevolando lo scambio di risorse di bilanciamento tra gli operatori su base settimanale, all'interno di una piattaforma centralizzata gestita dalla società Snam Rete Gas;
 - dall'altro definendo, in termini di spazio disponibile e di punta di iniezione e di erogazione, un servizio di modulazione settimanale che consenta il prelievo e l'iniezione di gas in stoccaggio in momenti diversi di ciascuna settimana, garantendo l'azzeramento della posizione in stoccaggio al termine della stessa settimana.

c) Interventi nella distribuzione

- 1.54 Nel comparto della distribuzione del gas, le azioni che possono essere messe in atto a breve termine riguardano:
- tempestiva emanazione di regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, entrambi peraltro propedeutici a
 - riduzione del numero dei bacini di utenza;
- 1.55 La riduzione del numero delle stazioni appaltanti dovrebbe anche coincidere con l'aumento della specializzazione e della capacità delle medesime stazioni appaltanti nel definire aste il più possibile efficienti. Oggi la gestione delle aste è affidata ai comuni, anche piccoli, che spesso non sono dotati delle necessarie competenze.

- 1.56 Il miglioramento della qualità del processo selettivo dovrebbe favorire il crearsi di un ambiente autenticamente competitivo in cui un numero limitato di imprese aventi dimensione adeguata e le professionalità tecniche, organizzative e commerciali, necessarie per operare sul mercato interno del gas naturale, si contendano i vari bacini di gara.
- 1.57 La riduzione del numero di ambiti per l'affidamento del servizio, risolverebbe anche molte delle criticità precedentemente evidenziate, relative all'onerosità dell'attività delle imprese di vendita:
- riduzione dei rapporti contrattuali con le imprese distributrici;
 - riduzione del numero di interfacce che le medesime imprese di vendita devono sviluppare con le imprese distributrici.
- 1.58 Tutto ciò dovrebbe ridurre i costi di transazione, favorire l'entrata e in definitiva offrire al cliente finale nuove possibilità di fruire di un servizio efficiente a condizioni economiche sempre migliori.

Misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo

Per far fronte in modo strutturale alle criticità del settore del gas naturale è invece necessario un intervento veramente risolutivo riguardante quanto segue:

- a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto;*
- b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia detenuti dall'operatore dominante;*
- c) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio ;*
- d) Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio;*
- e) Tetti antitrust*

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

- 1.59 Un operatore nuovo entrante che volesse accedere al mercato attraverso la realizzazione di un nuovo rigassificatore, o semplicemente attraverso l'importazione via metanodotto, si scontra oggi non solo con un soggetto dominante, l'ENI, ma soprattutto con l'impossibilità di vendere in un mercato organizzato, liquido, trasparente e con bassi costi di transazione (ovvero una borsa che consente, come nel settore elettrico, di vendere all'ingrosso in competizione sul prezzo con altri operatori). Come già accennato, oggi esiste infatti solo un Punto di Scambio Virtuale (PSV) gestito da Snam Rete Gas che consente solo di bilanciare le posizioni dei diversi operatori sul mercato; infatti non si forma alcun prezzo esplicito e quindi non esiste una valorizzazione trasparente del gas.
- 1.60 Tuttavia il problema di creare una Borsa del gas che non solo consenta la formazione di prezzi concorrenziali ma dia garanzie di accesso al mercato non è certo quello di realizzare la piattaforma informatica (come quella gestita dal

Gestore del Mercato Elettrico) bensì quello di dare seguito imparziale agli esisti del mercato, ovvero quello di avere un soggetto indipendente che svolge il dispacciamento (l'attività svolta da Terna nel settore elettrico). Non è infatti ragionevole che il dispacciamento fisico, che comporta anche interventi correttivi dell'esito del mercato, determinati normalmente dalle modalità di gestione ordinaria e straordinaria della rete e degli stoccaggi, sia svolto da uno dei concorrenti sul mercato, per di più quello dominante.

- 1.61 Ne consegue la necessità e l'urgenza di separare proprietařamente le attività di trasporto e di dispacciamento e di definire un assetto concessorio per le reti di trasporto gas che attribuisca precise responsabilità su dispacciamento, bilanciamento, sviluppo rete e sicurezza (così come già per il settore elettrico, con Terna). D'altra parte un monopolio tecnico-naturale, che obbligatoriamente deve essere utilizzato da tutti gli operatori, in concorrenza fra loro, non può restare nelle mani di uno solo di loro e, pure, il dominante.
- 1.62 La necessità di garantire un utilizzo neutrale delle infrastrutture di trasporto attraverso la separazione proprietaria delle medesime dall'operatore dominante, è, peraltro, già legislativamente prevista in Italia fin dalla Legge 27 ottobre 2003 n. 290, sollecitata con voto biparte dalla X Commissione della Camera (2006) ed ancora in attesa del DPCM di attuazione. Si tratta di una soluzione che determinerebbe inoltre non un indebolimento dell'Eni ma, attraverso una cessione ovviamente remunerata di Snam Rete Gas (che rappresenta meno del 2% del fatturato di Gruppo) un rafforzamento della sua proiezione internazionale; ciò è stato già sperimentato con l'operazione Terna, felicemente attuata per il parallelo settore elettrico.
- 1.63 Non vi è dubbio che i provvedimenti attuativi, oltre alla normativa primaria, possano e debbano impedire che la proprietà della rete di trasporto possa essere ceduta a soggetti, italiani o esteri, che abbiano interessi in ogni altra attività della filiera del gas naturale. Ciò appare conseguibile con varie misure, non ultima attraverso il mantenimento in ambito pubblico, così come per Terna nel settore elettrico, di una significativa partecipazione pubblica diretta o intermediata da soggetti estranei al settore del gas naturale.
- 1.64 L'attuazione delle leggi già esistenti si rende ancor più urgente e necessaria alla luce della recente approvazione, avvenuta il 13 luglio 2009, del c.d. "terzo pacchetto" di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia, che entreranno definitivamente in vigore il 3 marzo 2011. In particolare la direttiva 2009/73/CE ("Norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE") prevede, all'art. 9, una nuova disciplina comunitaria in tema di "Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto", cui lo Stato italiano è tenuto ad adeguarsi; in ciò facilitato dalle scelte già legifimate a favore della soluzione (unbundling proprietario) che, fra quelle offerte dalla stessa Direttiva, viene ritenuta dalla Commissione e viene citata nelle stesse premesse della Direttiva come la migliore. D'altra parte il tipo di opportune e possibili "blindature", di cui al punto 1.56, sarebbero facilitate dalle stesse nuove norme UE che appunto prevedono misure privilegiate per la "separazione proprietaria", rispetto alle alternative di "compromesso", ITO od ISO, decisamente inadeguate per un prospettico sistema di reti europeo integrato, efficace ed efficiente.

- 1.65 Occorre peraltro rilevare che laddove la separazione proprietaria è stata attuata la rete ha potuto beneficiare di investimenti significativi a supporto del mercato. E' importante rimarcare che invece, nel caso di soggetti verticalmente integrati, anche a fronte di ingenti investimenti non è escluso che gli operatori dominanti possano dare priorità a quegli investimenti che non garantiscono un accesso dei terzi, ostacolando di fatto lo sviluppo proconcorrenziale del mercato e riducendo la sicurezza negli approvvigionamenti di gas.
- 1.66 La separazione proprietaria della rete di trasporto favorirebbe inoltre il ruolo che l'Italia potrebbe giocare per quanto riguarda la possibilità di sviluppare un proprio *hub* energetico internazionale. Al contrario, l'assenza di una gestione terza e indipendente del trasporto, di fatto, limita notevolmente l'interesse degli operatori nazionali e internazionali ad investire in costosi progetti d'importazione, alimentando il rischio che il mercato italiano possa poi essere sempre più escluso dalle logiche competitive che invece già regolano i mercati europei, con conseguenti impatti negativi sulla competitività del sistema perdendo altresì l'occasione che il nostro paese possa divenire un *hub* a tutti gli effetti.

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

- 1.67 Sempre in tema di accesso al mercato, è determinante incidere sulla attuale situazione che vede l'ENI proprietaria di tutti i diritti di trasporto internazionali delle infrastrutture di accesso all'Italia (metanodotti e rigassificatore di Panigaglia).
- 1.68 Per consentire lo sviluppo di un mercato competitivo e prezzi tendenzialmente più bassi, è opportuno trasferire a Snam Rete Gas, una volta resa terza dall'ENI, i diritti sul trasporto internazionale, specie quelli precedenti le normative di liberalizzazione del sistema. In quest'ottica, il Governo italiano potrebbe pure condurre direttamente la negoziazione in corso con il Governo tunisino per il prolungamento dei diritti di trasporto TTPC in capo a Snam Rete Gas.
- 1.69 Di fatto l'esistenza di un operatore indipendente (Snam Rete Gas resa terza) che disponesse anche dei diritti di trasporto internazionali consentirebbe di partecipare, in modo più proattivo e più orientato al mercato, alle iniziative di sviluppo per i gasdotti transfrontalieri (ad es. con la Libia; la Grecia, IGI; l'Algeria, Galsi; l'Austria, Tag; la Turchia, dal Caspio ecc) e di assumere nuove iniziative a livello internazionale per l'approvvigionamento dell'Italia e dell'Europa (metanodotti, impianti di rigassificazione e di liquefazione, investimenti in stoccaggi anche in Paesi limitrofi).

d) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio

- 1.70 Per gli stessi motivi, l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi potrà contribuire a dare fiducia agli investitori. Uno degli aspetti cruciali, per incrementare gli effetti positivi dell'apertura dei mercati, infatti, è la sollecita disponibilità di adeguate infrastrutture di stoccaggio. Ciò richiede investimenti rilevanti da parte di operatori proattivi, efficienti, di solida capacità

finanziaria e focalizzati su programmi che consentano un rapido recupero di ritardi accumulati.

- 1.71 Sul punto occorre ricordare come l’Autorità, da alcuni anni, ha posto in atto numerosi provvedimenti tariffari tesi a remunerare e incentivare adeguatamente i nuovi investimenti in capacità di stoccaggio. Tuttavia la politica di destinazione degli utili e di remunerazione del capitale di rischio della società Stogit, rischia di non essere sufficientemente orientata a sostenere lo sforzo necessario. Per Stogit è infatti molto evidente un orientamento complessivamente assai generoso nei confronti degli azionisti e meno attento a coniugare sviluppo degli investimenti e contenimento dell’indebitamento: nel triennio 2006-2008, il rapporto medio tra i dividendi (ordinari e straordinari) e gli utili societari è stato ben superiore al 100%. Anche operando un confronto tra i bilanci di vari operatori di rete europei, i rapporti “dividendi/utili” delle aziende straniere indipendenti appaiono molto più equilibrati di quelli italiani. Ad esempio, nel 2008 tali rapporti erano: National Grid 91%, Red electrica de Espana 80%, Enagas 60%.
- 1.72 A fronte di questa politica di destinazione degli utili particolarmente favorevole per l’azionista, la perdurante scarsità di investimenti di Stogit ha comportato che nell’anno termico 2007/2008, prima del calo dei consumi imputabile alla crisi economica internazionale, sia rimasta insoddisfatta una domanda di stoccaggio, per la "modulazione" dei clienti civili, pari a circa il 31% della capacità disponibile e un’ulteriore domanda, per la "modulazione" di clienti diversi da quelli civili, pari a circa il 32% della capacità disponibile. Gli stessi ritardi negli investimenti hanno reso necessarie misure, onerose per i consumatori, finalizzate a prevenire ed attenuare le crisi di copertura della domanda durante gli inverni 2005-2006 e 2006-2007.
- 1.73 Nel difficile scenario corrente per il sistema energetico nazionale, appare oggi ancor più necessario e urgente che le aziende a cui sono affidati importanti monopoli tecnici regolati (con ricavi assicurati da tariffe e rischio di impresa molto contenuto) garantiscano, accanto ad una giusta e soddisfacente tutela degli interessi degli azionisti, anche progressi continui in termini di sviluppo infrastrutturale e di economicità, qualità, adeguatezza e sicurezza dei servizi.
- 1.74 Lo sviluppo di mercati centralizzati della *commodity* e l’efficienza e la funzionalità del servizio di bilanciamento e, più in generale, del sistema gas possono essere favoriti da regole di allocazione delle capacità di stoccaggio che non siano basate su funzioni preordinate e relativi vincoli di utilizzo come quelle vigenti. Il superamento della parcellizzazione delle capacità di stoccaggio fra tipologie di utenti e funzioni può dare un impulso allo sviluppo efficiente del mercato del gas, consentendo di ottimizzare lo sfruttamento delle risorse e della relativa flessibilità considerando le esigenze complessive del sistema. Tuttavia, come chiarito nell’indagine conoscitiva congiunta dell’Autorità e dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato sull’attività di stoccaggio nel settore del gas naturale (delibera VIS 51/09), alcune delle possibili evoluzioni della regolazione del servizio di stoccaggio, finalizzate al raggiungimento degli obiettivi sopra richiamati, e, in particolar modo, quelle che prevedono l’adozione di strumenti di mercato per il conferimento dei medesimi servizi alle imprese, richiedono, per poter dispiegare efficacemente i propri effetti, che la disponibilità di risorse di stoccaggio venga adeguata attraverso lo sviluppo di

nuova capacità. Solo con questo ineludibile presupposto è possibile far evolvere la regolazione dell'accesso e utilizzo della capacità di stoccaggio (e del bilanciamento) in un direzione più coerente con il necessario sviluppo di un mercato dello stoccaggio.

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

1.75. Ai fini di accelerare l'emergere di competitori attivi sul mercato italiano sarebbe certamente opportuna la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* (modello Genco già sperimentato nel settore elettrico) di produzione, come peraltro la stessa Eni sembra, sia pure in misura assai limitata, intenzionata a fare. Tale misura non dovrebbe riguardare solo i campi di produzione ma anche i giacimenti esauriti o in via di esaurimento nella disponibilità dell'Eni; in particolare la misura dovrebbe comprendere i campi off-shore, sebbene Eni non ritenga soggetti alla disciplina che già attualmente impone di rilasciare i giacimenti depleti per la successiva procedura di gara gestita dal ministero dello sviluppo economico. La misura avrebbe una lunga serie di ricadute positive tra cui la creazione di più imprese di stoccaggio indipendenti, che avrebbero maggiore propensione all'investimento.

e) *Tetti antitrust*

1.76. Il Decreto Legislativo n. 164/2000 ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas (Enel ed Edison).

1.77. Tuttavia, il controllo che Eni esercita su tutte le infrastrutture d'importazione di gas verso il nostro Paese – di cui si è parlato in precedenza - continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas, tanto è vero che i suddetti tetti, come anche accertato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato³, sono stati sostanzialmente elusi attraverso il ricorso alla cessione all'estero del gas mediante le cosiddette "vendite innovative" che, pertanto, non hanno

³ Si vedano a tal proposito le audizioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato del 12 novembre 2008, dinnanzi alla X Commissione "Industria, commercio e turismo del Senato", nell'ambito dell' "**Indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e sulle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese**" e quella del 19 gennaio 2006, presso la X Commissione "Attività produttive, commercio e turismo" della Camera dei Deputati, nell'ambito dell' "**Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia**".

Si veda inoltre l'audizione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 12 novembre 2008, dinnanzi alla X Commissione "Industria, commercio e turismo del Senato", nell'ambito dell' "**Indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e sulle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese**".

consentito la creazione dello spazio di mercato (e della necessaria capacità sulle infrastrutture) per l'ingresso di operatori effettivamente indipendenti da Eni nell'approvvigionamento. In sostanza il quadro attuale non differisce in modo significativo da quello che ha originato la necessità di imporre il tetto massimo all'import di un singolo operatore.

- 1.78. Pertanto, tenuto anche conto del contesto del mercato internazionale e dei tempi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture, il venir meno, nel 2010, del limite quantitativo posto alle importazioni di gas impedirebbe al sistema nazionale di poter disporre di un sufficiente eccesso di offerta per assicurare un mercato concorrenziale. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato. L'estensione dovrebbe essere tale da consentire di abbassare progressivamente la percentuale fino al valore già applicato per il settore elettrico (50%) in tempi certi (ad es. entro al 31 dicembre 2015). Il vincolo antitrust dovrebbe, dopo tale transitorio, rimanere al 50 % senza alcuna scadenza temporale, come per il settore elettrico. La riformulazione dovrebbe impedire di eludere il vincolo stesso mediante le cosiddette "vendite innovative".

2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

ANALISI

Mercato all'ingrosso

- 2.1 Anche il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica presenta un grado di concentrazione dell'offerta che, sebbene in linea generale inferiore a quello che caratterizza il mercato del gas naturale (nel settore elettrico esistono infatti ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, è ridotto a meno di un terzo del totale della produzione) è, almeno in alcune parti del Paese e in alcuni mercati, ancora lontano da quello proprio di mercati caratterizzati da equilibri concorrenziali.
- 2.2 In alcune zone dell'Italia, in particolare, si riscontra infatti un livello di concorrenza piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale: le situazioni più critiche, dovute principalmente alla mancanza di collegamenti tra isole e continente, si registrano, come meglio si dirà in seguito, nelle zone Sicilia e Sardegna.
- 2.3 La situazione è dunque particolarmente critica sia con riferimento alla struttura dell'offerta presente nel mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) che a specifiche zone geografiche del mercato all'ingrosso propriamente detto.
- 2.4 Il MSD, mercato nel quale il gestore della rete (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, è un mercato per sua natura con un'offerta più ristretta di quella disponibile nel mercato all'ingrosso propriamente detto.

- 2.5 Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro caratteristiche tecniche, possono essere efficacemente ed efficientemente chiamati da Terna a eseguire le azioni che di volta in volta si rendono necessarie per mantenere, in sicurezza, l'equilibrio tra immissioni e prelievi.
- 2.6 Di grande rilevanza appaiono le novità introdotte dall'art. 3, comma 10, del Decreto Legge n. 185/08 (c.d. "D.L. Anticrisi"), convertito nella Legge n. 2/09. 2, che contiene le indicazioni legislative per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella:
- adozione del criterio del "Pay as Bid" per la determinazione del prezzo dell'energia: sul nuovo mercato, al termine di un percorso strutturato, il prezzo dovrà essere determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascuna azienda produttrice e accettati dal GME con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi;
 - istituzione di un nuovo mercato infragiornaliero dell'energia, al posto dell'attuale mercato di aggiustamento, al fine di favorire, attraverso un meccanismo di negoziazione continua delle risorse necessarie, una maggiore flessibilità operativa ed economicità del sistema;
 - la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento al fine di realizzare una maggiore trasparenza ed efficienza del mercato, minimizzando gli oneri complessivi per il sistema;
 - nuova disciplina degli impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, volta alla minimizzazione degli oneri a carico dei consumatori finali nel rispetto di un'equa remunerazione dei produttori.
- 2.7 Come meglio di seguito illustrato, il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha quindi provveduto a dare attuazione alla riforma prevista dalla Legge n. 2/09 mentre l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali.
- 2.8 Con riferimento alle criticità legate alle situazioni di potere di mercato, detenuto da alcuni operatori o, in alcuni casi, anche solo da singoli impianti, che caratterizza il MSD, l'Autorità è già intervenuta con la deliberazione ARG/elt 52/09, che disciplina gli impianti essenziali per il dispacciamento dell'energia elettrica, adottata sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 11, lettera a), della Legge n. 2/09 ed i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'inizio del prossimo anno.
- 2.9 Le criticità del MSD, tuttavia, non si limitano a quelle che derivano dalla concentrazione della struttura dell'offerta. Il MSD, infatti, è un mercato che, dovendo tenere conto di tutti i complessi vincoli di funzionamento del sistema elettrico e degli impianti di produzione, richiede, per poter individuare equilibri efficienti e remunerare le risorse senza imporre sugli operatori rischi ingiustificati, l'adozione di regole ed algoritmi di selezione particolarmente complessi. Gli esiti di questo mercato sono quindi molto condizionati dall'efficienza del suo disegno.
- 2.10 Un sensibile miglioramento all'efficienza del MSD dovrebbe quindi prodursi, a partire dal prossimo anno, dalla riforma del mercato che Terna sta

implementando nel rispetto dei principi delineati nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, che dà attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 10, lettera d), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09. Senza dimenticare il forte impulso che la regolazione incentivante di Terna, introdotta dall'Autorità con la delibera ARG/elt 206/08, sta producendo in termini di miglioramento sia degli algoritmi di selezione delle offerte che di attività di gestione del sistema, con conseguente riduzione dei costi sostenuti dai consumatori finali.

- 2.11 La riforma del MSD dovrebbe consentire non solo di ridurre il costo complessivamente sostenuto da Terna a parità di prezzi offerti da parte dei produttori, ma anche di ridurre, *ceteris paribus*, i livelli medi dei prezzi offerti. Infatti, la riforma è volta, tra l'altro, a ridurre i rischi che i produttori assumono a fronte degli impegni assunti, attraverso una modifica della struttura dell'offerta più rispondente alla struttura di costo dei produttori.
- 2.12 Inoltre, la riforma del MSD dovrebbe consentire di aumentare la trasparenza di questo mercato oltre che – cosa da non trascurare – di rendere più agevole l'attività di monitoraggio degli esiti e di analisi dei comportamenti da parte degli uffici dell'Autorità.
- 2.13 L'insieme di queste misure dovrebbe pertanto consentire non solo di aumentare la concorrenzialità, ma anche l'efficienza del mercato dei servizi del dispacciamento, con indubbi benefici per i clienti finali.
- 2.14 Con riferimento al mercato all'ingrosso propriamente detto, le situazioni più critiche si registrano, come accennato in precedenza, nelle zone Sicilia e Sardegna nonché in alcune zone dell'Italia meridionale.
- 2.15 Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia) entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale come misurato dalla indispensabilità (ovvero dalla pivotalità) della capacità produttiva nella disponibilità del medesimo operatore per soddisfare il fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria al gestore del sistema nazionale per garantire la sicurezza del sistema) nella zona in esame.
- 2.16 Nel caso della zona Sicilia, Enel e il raggruppamento dei *toller* di Edipower (Edison, A2A, Atel e Iride) risultano, sulla base di stime relative all'anno 2010, potenzialmente indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia, rispettivamente, per circa 6'500 e 750 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 1'840 MW e 700 MW.
- 2.17 Nel caso della zona Sardegna Enel ed EON risultano indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia rispettivamente per circa 2'200 e 1'700 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 450 MW e 350 MW.
- 2.18 In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l'indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno sia di energia che di riserva così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche nel mercato per il servizio di dispacciamento.
- 2.19 La situazione del mercato all'ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita - fra i diversi produttori, stante l'estrema

facilità in mercati geograficamente così ristretti e con un interazione continua di verificare le reciproche strategie attuate.

- 2.20 Del resto, le zone Sicilia e Sardegna sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzi sensibilmente superiori a quelli che caratterizzano le altre aree del paese. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo quanto, piuttosto, al potere di mercato unilaterale di cui godono i produttori in Sardegna e Sicilia, come evidenziato dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, nel periodo compreso tra novembre 2008 e gennaio 2009.
- 2.21 Con riferimento alla zona Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante criticità del sistema elettrico dell'isola con riferimento alla adeguatezza dello stesso; nel periodo oggetto di indagine, non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la macrozona Sicilia è in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del PESSE.
- 2.22 Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le isole e l'Italia peninsulare. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e l'Italia centrale attesa progressivamente nei prossimi anni – dovrebbe migliorare la concorrenza per soddisfare la domanda di energia nell'isola. Più critica appare la situazione con riferimento alla Sicilia, anche a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria.
- 2.23 Bisogna comunque ricordare che, sebbene la situazione delle isole presenti profili di estrema criticità, l'intera situazione del mercato all'ingrosso rimane comunque ancora problematica, con un grado di concentrazione ben superiore a quello che dovrebbe caratterizzare un mercato con struttura sufficientemente concorrenziale.
- 2.24 Uno degli elementi che più concorrono nel mantenere questo elevato grado di concentrazione è l'inadeguatezza delle infrastrutture di rete. Gran parte della nuova capacità produttiva realizzata dai produttori si è concentrata in specifiche aree del Paese – anche a causa dell'assenza di un meccanismo di mercato che dia chiari segnali di prezzo (come quello previsto dalla disciplina di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva proposta dall'Autorità con il documento di consultazione n. 10/09); in assenza di adeguati potenziamenti nella capacità di trasporto, l'effetto procompetitivo di queste realizzazioni rischia di essere molto limitato.
- 2.25 Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un mercato pot caratterizzato da un'estrema liquidità, i mercati a termine, soprattutto quelli regolamentati, sono ancor oggi, a più di 5 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, se si considera il ruolo fondamentale che hanno questi mercati nel fornire sia segnali di prezzo che la possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.
- 2.26 Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è, infatti, un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso. Più lungo l'orizzonte temporale oggetto del contratto, più le

condizioni economiche offerte, anche dai produttori esistenti, saranno allineate ai costi medi del nuovo entrante, purché:

- Tutti, o quasi, i produttori abbiano uguali condizioni di accesso al mercato dei contratti di lungo periodo;
- non vi siano vincoli rilevanti alla realizzazione di nuovi impianti di generazione.

2.27 Al tempo stesso, si deve considerare che gli investimenti in impianti di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili (ovvero gli impianti di base quali quelli con generazione di energia elettrica da fonte nucleare, da carbone “pulito”, da carbone con tecnologie avanzate di recupero dei gas serra, o da alcune fonti rinnovabili) sono particolarmente esposti al rischio che la differenza tra prezzi, che si realizzeranno nel mercato all’ingrosso nel futuro, non sia tale (sufficientemente maggiore dei costi variabili) da consentire di remunerare adeguatamente i costi fissi (rischio mercato). Ciò anche perché gli impianti di base sono spesso caratterizzati da:

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

2.28 La disponibilità di strumenti di copertura dal rischio mercato (quali i contratti di lungo periodo) consente quindi di ridurre la rischiosità – e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. La sottoscrizione di contratti di lungo periodo può quindi portare ad una sensibile riduzione dei costi dell’energia elettrica e dei prezzi pagati dai consumatori se questi (o loro rappresentanti) sono disposti ad assumere il rischio mercato ad un costo più basso dei produttori; ovvero, se i contratti di lungo periodo annullano il rischio mercato di entrambi.

2.29 L’esigenza prospettica di sviluppare i mercati a termine è tanto maggiore quanto più il progredire di una struttura più concorrenziale dell’offerta renda meno certo l’esercizio di potere di mercato da parte dei principali produttori e, quindi, renda meno certo il recupero dell’investimento dei nuovi entranti.

2.30 Per contro, come sopra accennato, l’attuale situazione dei mercati a termine continua a presentare profili di criticità. In particolare, un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo nelle transazioni negoziate su piattaforme non regolamentate e, comunque, per prodotti tipicamente con orizzonti temporali non superiori all’anno. Periodo certo inadeguato rispetto alle esigenze di mitigazione del rischio da parte di un nuovo entrante se si considera la durata (almeno) ventennale di un investimento in un impianto di generazione di base.

2.31 Lo sviluppo di un mercato regolamentato a termine con prodotti pluriennali liquidi è del resto uno degli obiettivi della Legge n. 2/09; ed anche per tale finalità il GME sta completando una modifica della propria disciplina, prevedendo l’allungamento dell’orizzonte temporale dei prodotti a termine negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), come disposto dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, in attuazione alle disposizioni di cui all’articolo 3, comma 10-ter, lettera b), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09.

- 2.32 Lo sviluppo di mercati a termine è stato del resto a lungo caldeggiato dall’Autorità che, tra l’altro, ha sottolineato nel documento di consultazione DCO 27/08 come, al fine di promuovere gli investimenti in impianti caratterizzati da elevati costi fissi, sia opportuno abbinare allo sviluppo dei mercati a termine misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.
- 2.33 Inoltre è opportuno sottolineare come sia opportuno, al fine di consentire alla concorrenza di produrre i suoi effetti, continuare, in linea con quanto previsto all’articolo 3, comma 10, lettera c), del Decreto Legge 185/08, convertito nella Legge n. 2/09, ad aumentare il grado di trasparenza dei mercati, pur nei limiti di evitare la facilitazione di comportamenti collusivi taciti. La scarsa trasparenza sulle scelte del periodo di manutenzione dei propri concorrenti ha verosimilmente condizionato la scelta di molti operatori di pianificare per il mese di agosto dell’anno in corso le manutenzioni dei propri impianti non potendo valutare adeguatamente l’opportunità di rinviare dette manutenzioni per beneficiare dei prezzi più elevati conseguenti alla indisponibilità della capacità produttiva dei concorrenti.
- 2.34 Gli uffici dell’Autorità hanno in corso un’attività di analisi sull’elevato livello dei prezzi registrato nel mese di agosto e la sua relazione con la manutenzione degli impianti di produzione e delle linee di interconnessione con l’estero.
- 2.35 Un elemento di potenziale criticità è, inoltre, rappresentato dal previsto sviluppo della produzione da fonti rinnovabili che, come nel caso degli impianti eolici, è caratterizzata da una forte imprevedibilità e discontinuità.
- 2.36 Queste caratteristiche comportano che, a fronte di un incremento di capacità produttiva da fonti rinnovabili quale quella prevista per rispettare gli obiettivi comunitari al 2020, sia necessario, non solo per poter sfruttare efficientemente la potenzialità delle fonti rinnovabili ma addirittura per consentire la gestione in sicurezza del sistema, procedere ad investimenti in nuova capacità di modulazione e stoccaggio (quale quella fornita dagli impianti di pompaggio).

Mercato al dettaglio

- 2.37 Nell’energia elettrica la definizione dei *prezzi di riferimento*, destinati ai clienti in *regime di maggior tutela*, è definita ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125. Permanendo infatti differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi che si traducono in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato, tale decreto legge è intervenuto nell’imminenza della completa apertura del mercato dell’energia elettrica (1°luglio 2007), 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*”.
- 2.38 L’Autorità aggiorna trimestralmente tali condizioni di prezzo sulla base dell’andamento atteso del costo di approvvigionamento da parte dell’Acquirente unico dell’energia elettrica all’ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei

clienti serviti in *regime di maggior tutela*, sulla base del fabbisogno stimato dal medesimo Acquirente unico⁴.

- 2.39 In base ai costi consuntivi, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l’Autorità calcola il prezzo medio che l’esercente la maggior tutela applica ai clienti finali.
- 2.40 Questa metodologia di calcolo, che prevede la stima del costo medio di approvvigionamento su base annua attenua la volatilità dei prezzi applicati ai clienti domestici, smorzando le oscillazioni dei prezzi all’ingrosso nei diversi mesi dell’anno.
- 2.41 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).
- 2.42 L’evoluzione dei mercati al dettaglio è costantemente monitorata dall’Autorità attraverso la costruzione di indicatori aggiornati mensilmente che rappresentano i tassi di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela verso i fornitori del mercato libero. Nell’ambito di tale monitoraggio vengono anche contati i casi di passaggi al mercato libero a società collegate o controllate dallo stesso fornitore che era esercente la maggior tutela.
- 2.43 I risultati del monitoraggio mostrano che i soli clienti domestici passati al mercato libero nel periodo 1 luglio 2007 - 30 giugno 2009 sono il 7,1% del totale⁵, ma il 2% del totale ha effettuato uno *switch* “effettivo” (secondo la definizione della Commissione europea) a favore di società diverse da quelle del gruppo industriale del precedente fornitore del servizio di maggior tutela. Il tasso di rientro alla maggior tutela è dello 0,3%.
- 2.44 Per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 30% sono servite a condizioni di libero mercato ed il tasso di rientro degli ultimi due anni è stato del 2,3%. I tassi di *switching* superiori al settore domestico si spiegano sia per una maggiore maturità di tale segmento che è idoneo da più tempo (dal 2004) sia per una maggiore facilità di indirizzare l’azione commerciale da parte dei fornitori.
- 2.45 Una rilevante differenza strutturale rispetto al settore del gas naturale è relativa al fatto che, nel caso dell’energia elettrica, l’Autorità si limita a determinare i corrispettivi da riconoscere agli esercenti la maggior tutela per la copertura delle loro attività di commercializzazione ai clienti finali; mentre il corrispettivo a copertura dei costi della materia prima è determinato sulla base dei costi sostenuti

⁴ In particolare, al momento dell’aggiornamento, l’Autorità procede a valorizzare:

- i costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall’Acquirente unico nei mesi dell’anno solare precedenti il mese in cui ha luogo l’aggiornamento;
- i costi che si stima saranno sostenuti dall’Acquirente unico nei restanti mesi dello stesso anno solare sulla base delle migliori previsioni dell’andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento del medesimo Acquirente unico; la variabile rilevante di maggior impatto è la stima del valore assunto dai prezzi della borsa elettrica, influenzati dall’andamento dei prezzi del mercato petrolifero, del gas naturale e del cambio dollaro/euro;
- il recupero necessario per eventuali scostamenti rilevati tra quanto stimato come previsione e quanto effettivamente consuntivato.

⁵ Il dato si riferisce ai soli clienti finali, mentre nella tabella a pag 11 venivano prese in considerazione anche le Piccole e Medie Imprese

dall'Acquirente unico che si approvvigiona a condizioni di mercato nel mercato all'ingrosso.

- 2.46 Per quanto sopra, gli strumenti di tutela oggi in essere nel mercato dell'energia elettrica, sebbene adeguati per proteggere i clienti domestici e, in genere, quelli di minori dimensioni rispetto ad eventuali carenze nel processo concorrenziale nell'attività di vendita al dettaglio, non forniscono una sufficiente tutela rispetto all'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale da parte dei produttori e/o all'instaurarsi di equilibri collusivi tra questi nel mercato all'ingrosso, cui i clienti "tutelati" sono esposti allo stesso modo dei clienti di maggiori dimensioni.

Oneri di sistema

- 2.47 Gli "oneri di sistema" sono oneri, fissati per legge e destinati alla copertura di diverse voci di spesa (di seguito dettaggiate), pagati in bolletta da tutti i clienti finali. Essi rappresentano, attualmente, circa il 8,18% del costo totale di una "bolletta tipo" (dato terzo trimestre 2009).

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

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 59,8%);
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 7,2%);
- oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 16,7%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 2,2%);
- sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa il 1,7%);
- *bonus elettrico* (12,4%).

- 2.49 Come si può notare, l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli "oneri generali di sistema". In Italia, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti: convivono così oggi, a valere sulle bollette elettriche di famiglie ed imprese, meccanismi di incentivazione fondati su regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi) e su regimi amministrati (metodi di prezzo - feed-in tariffs - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali). In particolare essi sono:

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

Tra questi i costi più rilevanti sono riconducibili alle seguenti modalità di incentivazione di seguito dettagliate.

a) *Il provvedimento CIP 6/92*

2.50 Il provvedimento CIP 6/92, che obbligava l'Enel a ritirare l'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, prodotta dai privati, ad un prezzo costituito dalla somma di quattro componenti (ossia dal: costo evitato di impianto, costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse, "ulteriore componente" - riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio - e costo evitato di combustibile) comporta tuttora degli effetti economici importanti sulla "bolletta" elettrica. Oggi, l'obbligo di ritiro è posto in capo al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con decreto ministeriale (in genere più basso del prezzo di mercato). La differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro di tale energia e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della stessa quantità di energia elettrica è posta a carico dei clienti finali tramite la componente tariffaria A3 della bolletta elettrica. Le seguenti tabelle sintetizzano la situazione al 2008 (tabella 1) con il rispettivo dettaglio per fonte (tabella 2), nonché una proiezione della situazione fino al 2020, anno in cui terminerà l'ultima convenzione Cip 6 (grafici 1 e 2).

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2008

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2008	[Numero]	297	88,4%	39	11,6%	336
Potenza convenzionata al 31 dic. 2008	[MW]	1.900	29,4%	4.571	70,6%	6.471
Energia elettrica ritirata	[TWh]	7,4	17,8%	34,2	82,2%	41,6
Costi per il ritiro dell'energia elettrica (*)	[Miliardi di euro]	1,5	27,8%	3,9	72,2%	5,4
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica (**)	[Miliardi di euro]	0,55	17,8%	2,53	82,2%	3,1
Impatto sulla componente tariffaria A3 (***)	[Miliardi di euro]	0,95	41,0%	1,37	59,0%	2,3

Tabella 1: dati di sintesi – (elaborazioni su dati GSE)

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip 6 per l'anno 2008

Tipo Fonte	Tipologia Impianto	Energia GWh	Costi (*) Mn€	Ricavi (**) Mn€	Impatto in A3 Mn€
Rinnovabile	Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	583,0	97,0	43,2	53,8
Rinnovabile	Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	96,0	13,0	7,1	5,9
Rinnovabile	Impianti eolici	1.153,0	174,2	85,4	88,8
Rinnovabile	Impianti geotermici	813,3	128,6	60,2	68,3
Rinnovabile	Impianti fotovoltaici	0,0	0,0	0,0	0,0
Rinnovabile	Impianti a biomasse	1.867,8	420,3	138,3	282,1
Rinnovabile	Impianti a biogas	707,2	157,6	52,4	105,3
Rinnovabile	Impianti a rifiuti	2.208,6	490,3	163,5	326,8
Rinnovabile	Impianti idroelettrici potenziati	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale		7.428,9	1.480,9	550,0	930,9
Assimilata	Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia (Tar di raffineria)	16.181,7	2.084,6	1.198,1	886,6
Assimilata	Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	18.042,3	1.802,4	1.335,9	466,6
Totale		34.224,0	3.887,1	2.533,9	1.353,1
Totale		41.652,9	5.368,0	3.084,0	2.284,0

Tabella 2: dati dettagliati per fonte – (elaborazioni su dati GSE)

Andamento atteso dell'impatto in A3 del provvedimento Cip n. 6/92

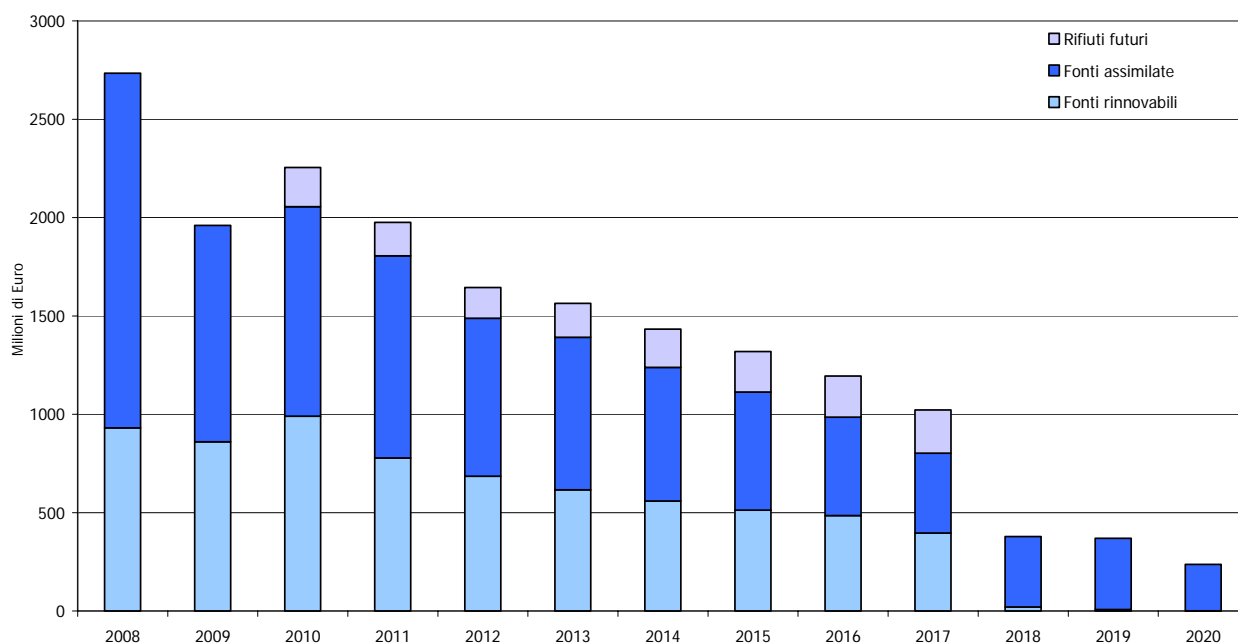


grafico 1: grafico suscettibile di revisioni derivanti dalle future modalità di aggiornamento del costo evitato di combustibile (CEC), al momento oggetto di proposta dell'Autorità al Ministero dello Sviluppo Economico -

b) Certificati verdi

- 2.51 La liberalizzazione del mercato elettrico in ambito europeo e lo sviluppo di una politica comune europea a livello energetico hanno portato all'introduzione di nuovi meccanismi che tentano di sfruttare le regole di mercato al fine di rendere più efficiente l'allocazione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili .
- 2.52 Tali nuovi meccanismi, in Italia, sono stati introdotti dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- 2.53 Da allora numerose altre disposizioni sono intervenute a ridisegnare la disciplina normativa dei certificati verdi, determinando una situazione in cui il prezzo di ritiro da parte del GSE supera il prezzo di emissione da parte dello stesso. In altre parole, vi sarebbe più convenienza a cedere i CV al GSE che ad un soggetto obbligato, ovvero, un soggetto obbligato troverebbe più vantaggioso acquistare dal GSE piuttosto che da un produttore di CV. Tale situazione comporta inevitabilmente una distorsione del mercato.
- 2.54 Va, inoltre, evidenziato che la produzione da fonti rinnovabili è caratterizzata da fenomeni di intermittenza. Pertanto, in alcune zone, in particolari situazioni di funzionamento della rete, la rete non è in grado di "accogliere" l'energia in entrata, poiché la capacità disponibile è già stata saturata. Ne consegue che il gestore della rete, Terna S.p.A., è obbligato a diminuire il livello di produzione, chiedendo agli esercenti di staccare i propri impianti. Ciò accade solitamente quando massima è la produzione di energia rinnovabile.
- 2.55 Si può, dunque, concludere che l'utilizzo di energia ecologicamente sostenibile non viene consentito solo dalla costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili bensì anche dal fatto che l'impianto possa essere dispacciato (ossia immesso in rete) senza interruzioni rilevanti.

Si riportano nel seguito le tabelle che indicano i risultati ottenuti durante i primi anni di applicazione del meccanismo dei CV. Poiché l'onere sostenuto per l'acquisto dei CV dai soggetti obbligati è posto indirettamente a carico dei clienti finali, il reale costo dei CV sui clienti finali può solo essere stimato e risulta pari a circa 306 milioni di Euro per il 2007 e circa 400 milioni di Euro per il 2008.

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

Anno	Energia elettrica soggetta [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema								
				Domanda di certificati [TWh]	Offerta							
					Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	190	3,80	2008	7,22	7,22 (100%)				0,00		0,0%	
2008		4,55										

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

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

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

I dati relativi all'anno 2008 sono stimati.

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

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

Anno	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema								Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi			
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta								Costi totali sostenuti indirettamente dai clienti del sistema elettrico [Milioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori IAFR [Milioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3 [Milioni di euro]
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh] [€MWh]	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato) [TWh] [€MWh]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh] [€MWh]	Certificati verdi nella titolarità del GSE [TWh] [€MWh]							
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197
2003	3,61	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1
2008	7,22								112,88			

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2006 i valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €MWh utilizzando il criterio I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE è pari al valore massimo per il medesimo anno.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

2.56 Per quanto riguarda gli oneri dei certificati verdi negli anni a venire, occorre tener conto che la Legge Finanziaria 2008, pur conservando il meccanismo dei CV per gli impianti di potenza superiore a 1MW, ha differenziato, tramite appositi coefficienti, il numero dei certificati corrisposti in funzione della fonte primaria utilizzata. Inoltre, la medesima legge ha fissato a 0,75 punti percentuali l'aumento annuo (per il periodo 2007 – 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009 e crescente fino al 7,55% nel 2012). Il conseguente costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento, fino a superare nel 2012 un miliardo di euro/anno.

2.57 A ciò occorre aggiungere l'effetto dell'obbligo di acquisto, previsto dalla Legge Finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV emessi da tre anni ed invenduti. Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato la Legge Finanziaria 2008, ha aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 – 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 650 milioni di euro.

c) Fotovoltaico

2.58 L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo. Essa è regolata dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente⁶ introducendovi modifiche significative. In particolare:

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

2.59 Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009 si prevede che il costo dell'incentivo per fotovoltaico supererà i 300 milioni di euro. E' stato stimato, infatti, che a regime (vale a dire nel caso previsto dallo stesso decreto di 1200 MW installati entro il 31 dicembre 2010), in circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta elettrica. Se l'attuale livello di incentivazione venisse mantenuto negli anni successivi al 2010, per incentivare gli ulteriori 7000 MW teoricamente realizzabili in Italia l'esborso salirebbe a 5 miliardi di Euro all'anno.

2.60 Anche tenendo conto dell'ipotesi che vengano estesi gli attuali incentivi mantenendo le medesime caratteristiche ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020, ci si attende che la spesa per la produzione fotovoltaica si assesterà comunque a più 3,5 miliardi di Euro all'anno.

2.61 In realtà, l'effettivo costo degli impianti, i progressi nell'evoluzione tecnologica, unitamente all'andamento dei prezzi di mercato, sono tali da far ritenere che la differenza sfavorevole tra il costo di produzione dell'energia generata in questi impianti e il prezzo di mercato (determinato essenzialmente da produzioni da idrocarburi, oggi più economici) si ridurrà fino ad annullarsi nell'arco di circa 10 anni, raggiungendo la cosiddetta Grid Parity.

⁶ In attuazione di quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 387/03, il decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti omnicomprendenti di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

- 2.62 In conseguenza di ciò, è opportuno intervenire al fine di allineare progressivamente gli eventuali incentivi con i reali costi del settore. Nello stesso tempo, al fine di non determinare un rallentamento nel progredire dello sviluppo dello sfruttamento dell'energia solare in campo nazionale vanno date da subito indicazioni certe e chiare circa il realistico programma di incentivazione dei prossimi anni.
- 2.63 Alla luce di quanto sopra esposto, appare indispensabile intervenire sulla disciplina degli oneri generali di sistema. Tale esigenza diviene ancor più sentita alla luce delle possibili ricadute che potrebbe avere l'attuazione del Climate package comunitario, approvato dal Parlamento europeo lo scorso 17 dicembre 2008 e noto come "Pacchetto di direttive del 20/20/20." Attualmente, infatti, l'incentivazione delle rinnovabili pesa per oltre 3 miliardi di euro all'anno sulle bollette degli italiani (inclusi gli oneri connessi al sistema di incentivazione del CIP 6/92), pari circa al 5% della spesa totale di una famiglia tipo, al netto delle imposte.
- 2.64 Nel 2008 il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le assimilate) si è invece assestato intorno a 1,6 miliardi di euro. Una stima dello sviluppo di tale costo - legata all'eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020 ed elaborata dall'Autorità tenendo conto di alcune ipotesi ragionevolmente ottimistiche (quali il raggiungimento del potenziale massimo teorico di realizzazione delle rinnovabili o una incentivazione decrescente nel tempo) - porta a ipotizzare che la spesa possa aumentare a circa 3 miliardi di euro/anno nel 2010, a più di 5 miliardi di euro/anno nel 2015 e a circa 7 miliardi di euro/anno nel 2020 (di cui oltre 3,5 miliardi di euro per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).
- 2.65 Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione, che ne rendono necessaria una rivisitazione.
- 2.66 Un altro problema è legato ai profili di iniquità redistributiva propri degli incentivi fin qui descritti. Occorre infatti ricordare che tutte le incentivazioni di cui si è trattato in precedenza non ricadono sulla generalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma sullo specifico settore dei consumatori elettrici. Ciò può avvenire direttamente, attraverso una specifica componente della tariffa elettrica (nel caso dei metodi di prezzo) o, indirettamente, attraverso il trasferimento dei costi sui prezzi finali (nel caso dei metodi di mercato come i CV). Nell'anno 2008, la componente tariffaria A3, quella appunto destinata a remunerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ha gravato sui consumatori per circa il 6% della loro spesa complessiva, al netto delle tasse. Questo meccanismo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in bolletta) soprattutto ove i costi diventino ancora più rilevanti, presenta problemi di equità redistributiva. Infatti i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese. Ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un single benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi.

- 2.67 Tale situazione è aggravata dal fatto che gli oneri generali di sistema sono per giunta assoggettati, come tutto il resto della bolletta elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.): sul punto occorre rilevare come la natura parafiscale di tali oneri, ovvero il fatto che essi non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende ingiustificato tale assoggettamento, che peraltro incide in maniera molto consistente sui costi per gli utenti finali, con un impatto complessivo di oltre 500 M€l'anno.
- 2.68 Vanno infine ricordati gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)", i quali dispongono un prelievo di 135 milioni di euro complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle bollette elettriche, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema), un vero e proprio prelievo di tipo fiscale, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato. Si tratta di un prelievo fiscale non trasparente" poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura.

PROPOSTE

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sui seguenti aspetti:

- a) *Potenziamento delle reti di trasporto*
- b) *Obbligo di cessione di Virtual Power Plants nelle isole maggiori*
- c) *Realizzazione di un nuovo meccanismo di Capacity payment*
- d) *Completamento dei Mercati a termine*
- e) *Riduzione degli Oneri di sistema*
- f) *Revisione del meccanismo dei Certificati Verdi*
- g) *Adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili*
- h) *Perfetta efficienza degli impianti di generazione*

a) Potenziamento delle reti di trasporto

2.69 Il piano di sviluppo della rete di Terna prevede la realizzazione di nuove infrastrutture di rete finalizzate a rimuovere o, quantomeno, ridurre le congestioni interzonali, intrazonali e transfrontalieri.

2.70 La tempestiva realizzazione di queste infrastrutture permetterebbe di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali.

2.71 E' quindi necessario porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture. A riguardo sono da giudicare molto positivamente alcuni recenti interventi legislativi – ad esempio quanto disposto all'articolo 27, comma 24, della Legge n. 99/09 - volti ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture di rete.

b) Obbligo di cessione di Virtual Power Plants nelle isole maggiori

2.72 Fino alla piena entrata in operatività dei nuovi collegamenti tra ciascuna delle due isole e la penisola italiana, parrebbe essere comunque opportuno porre, a ciascuno degli operatori che detenga potere di mercato, l'obbligo di cedere la disponibilità di parte della propria capacità produttiva attraverso lo strumento dei "Virtual Power Plant" (VPP), definito nella direttiva 2009/72/CE come una misura atta a "promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato"⁷.

2.73 La cessione di VPP da parte di Enel ed EOn con riferimento alla zona Sardegna è già prevista dalla deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. Misure analoghe non sono tuttavia al momento previste per la zona Sicilia.

2.74 Le condizioni di mercato della zona Sicilia, nelle more della realizzazione delle infrastrutture sopra richiamate, sono caratterizzate da un elevatissimo grado di concentrazione del mercato sia sui mercati dell'energia elettrica che sul mercato per il servizio di dispacciamento.

2.75 I principali operatori detengono un elevato potere di mercato sia in termini di percentuale di ore in cui sono singolarmente indispensabili al soddisfacimento della domanda di energia e/o di potenza che di entità della domanda residuale⁸ su cui sono monopolisti nelle summenzionate ore (operatori cosiddetti "pivotali"). Sussistono altresì forti incentivi a colludere per taluni operatori.

2.76 Il quadro è reso più critico dalla potenziale inadeguatezza del sistema elettrico in Sicilia in un limitato ma non trascurabile numero di ore dell'anno. La zona Sicilia è infatti estremamente vulnerabile a fuori servizio accidentali delle unità di produzione rilevanti o dell'interconnessione col Continente. In condizioni di potenziale inadeguatezza, ovviamente, tutti gli operatori attivi in Sicilia divengono pivotali.

c) Realizzazione di un nuovo meccanismo di Capacity payment

2.77 Si deve considerare come il recente passato, caratterizzato da una rilevante entrata di nuova capacità produttiva, non sia riuscito a risolvere i problemi di adeguatezza né ad aumentare in misura corrispondente il grado di concorrenza. Ciò è verosimilmente dovuto all'assenza del necessario coordinamento tra sviluppo della rete di trasmissione da una parte e localizzazione e dimensionamento degli investimenti in capacità produttiva dall'altra; ciò ha ridotto significativamente l'impatto della nuova capacità produttiva, sia ai fini

⁷ Considerando n. 37 della direttiva citata.

⁸ Domanda residuale = domanda – offerta potenziale dei terzi.

dell'adeguatezza del sistema, sia a fini concorrenziali. Inoltre, l'incertezza sulla persistenza di vincoli di rete che limitano le potenzialità degli impianti, aumenta sensibilmente il rischio imprenditoriale collegato alla realizzazione di nuovi investimenti in capacità produttiva.

- 2.78 A tal fine, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione n. 10/09, una nuova disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva che prevede che Terna si approvvigioni dai produttori, attraverso strumenti di mercato, di impegni a rendere disponibile, su un orizzonte temporale pluriennale e nelle diverse zone, capacità produttiva sufficiente a garantire l'adeguatezza dell'intero sistema. Tale meccanismo di fatto consente di individuare le nuove realizzazioni nelle aree del paese in cui è massima la loro utilità, sia ai fini dell'adeguatezza del sistema che a fini concorrenziali. Siffatte nuove realizzazioni determinerebbero, inoltre, una riduzione degli oneri di trasmissione e delle perdite di rete, contribuendo a ridurre ulteriormente il costo finale dell'energia elettrica per le famiglie e le imprese.
- 2.79 Il meccanismo proposto, inoltre, promuove la concorrenza a lungo termine ed aumenta la contendibilità del mercato e, soprattutto, riduce significativamente l'incentivo per i produttori ad offrire la propria energia a prezzi significativamente superiori ai propri costi marginali, favorendo, in ultima analisi, l'efficienza del sistema.
- 2.80 Il profilo temporale dell'impegno assunto dai produttori nell'ambito del meccanismo di cui al documento di consultazione DOC 10/09 tiene conto dell'esigenza di effettuare la manutenzione degli impianti. A riguardo, la proposta dell'Autorità presuppone un superamento dell'attuale modalità di determinazione/approvazione da parte di Terna dei piani di manutenzione degli impianti, prevedendo la definizione – attraverso meccanismi flessibili di interazione coordinata – dei periodi in cui l'operatore è obbligato a rendere disponibile la capacità produttiva. Il nuovo meccanismo dovrebbe accompagnarsi con un aumento della trasparenza dei periodi di manutenzione (che il produttore può allocare liberamente nei periodi diversi da quelli per cui ha assunto l'impegno ad essere disponibile) dei diversi impianti di produzione, affinché le forze di mercato possano valutare l'effetto atteso di detti piani di manutenzione.

d) Completamento dei Mercati a termine

- 2.81 Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e la concorrenza nel mercato all'ingrosso. Inoltre, la disponibilità di strumenti di copertura contro il rischio mercato consente di ridurre il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. Con attese di sensibili riduzioni dei costi dell'energia elettrica e dei prezzi pagati dai consumatori disposti ad assumere il rischio mercato ad un costo più basso dei produttori.
- 2.82 D'altra parte, uno degli ostacoli allo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo liquidi è rappresentato dagli elevati costi transazionali associati; in particolare quelli relativi al costo delle garanzie.
- 2.83 Proprio per ridurre questi rischi transazionali, l'Autorità, nel documento di consultazione DCO 27/08, ha proposto l'introduzione di meccanismi non discriminatori che riducono i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di

contratti di lungo periodo standardizzati e che consentano quindi, di fatto, la partecipazione della domanda, nell'ambito dei meccanismi di mercato, ai benefici attesi dalla realizzazione dei nuovi impianti di produzione di base.

- 2.84 Sulla base degli elementi raccolti nel corso della suddetta Consultazione, l'Autorità intende sottoporre alla valutazione del Ministero per lo Sviluppo economico alcune proposte specifiche.

e) Riduzione degli Oneri di sistema

- 2.85 Come dettagliato in precedenza, uno degli elementi di maggior criticità rispetto agli oneri di sistema va individuato nella loro sostanziale iniquità legata alla non proporzionalità del prelievo imposto in bolletta rispetto alla capacità contributiva del consumatore energetico, oltre che nel loro peso in bolletta (attuale, ma soprattutto prospettico). Per ridurre questa criticità è opportuno:

- spostare, in tutto o in parte, gli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla bolletta energetica alla fiscalità generale;
- eliminare, o almeno attenuare, la già riportata singolarità dell'attuale fiscalità energetica per cui gli oneri di sistema, che sono un prelievo obbligatorio sostanzialmente riconducibile ad una tassa, contribuiscono a loro volta alla base imponibile per il calcolo dell'IVA;
- depurare la bolletta elettrica pagata da famiglie ed imprese italiane da oneri tipo "improprio" quale è quello sopra descritto al punto dopo 2.57, che impone di "assicurare annualmente al bilancio dello stato" una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica.

- 2.86 Quanto, invece, agli obiettivi di attenuare l'impatto economico degli oneri generali di sistema e di rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, due sono le voci principali su cui è possibile intervenire con urgenza: incentivi Cip6 e incentivi alla fonte fotovoltaica:

- *Cip6*: al fine di ridurre gli oneri connessi all'incentivazione c.d. Cip6, già precedentemente descritta, un primo importante impulso potrà derivare dall'attuazione di quanto opportunamente previsto dall'articolo 30, comma 20, della Legge n. 99/09 in materia di meccanismi volontari di risoluzione anticipata da parte dei produttori delle convenzioni CIP-6 oggi in essere; l'Autorità al riguardo non mancherà di fornire al Ministero dello Sviluppo Economico, entro il termine previsto dalla stessa disposizione, il proprio contributo per l'attuazione della norma. Allo stesso tempo, però, dovrebbe essere scongiurata la possibilità che, a fronte di una risoluzione anticipata delle convenzioni Cip6 pregresse, possa continuare la concessione a nuovi impianti di agevolazioni basate su questo meccanismo. A questo fine dovrebbero essere riviste le normative primarie che consentono l'accesso a convenzioni CIP 6 da parte di nuovi impianti, ed in particolare di quelli di recupero energetico da rifiuti; ciò sia per evitare sovraremunerazioni a vantaggio di tali impianti, sia per scongiurare il prolungamento temporale del meccanismo oltre il già lungo arco temporale previsto dalle convenzioni in essere. A titolo di riferimento, può considerarsi il fatto che 100 MW di potenza comportano un onere netto aggiuntivo sui consumatori pari a oltre

100 milioni di Euro/anno⁹. Pur essendo ben comprensibili le ragioni, anche di natura emergenziale, che hanno indotto ad adottare questo meccanismo di incentivazione, l'Autorità ritiene che la fonte di finanziamento più corretta per questo genere di impianti andrebbe ancora una volta individuata nella fiscalità generale. La chiusura definitiva del capitolo Cip6 consentirebbe anche di guardare con maggiore serenità ad altre sfide energetiche importanti, che l'Italia sta per affrontare, e che non devono essere un'occasione di appesantimento della bolletta energetica del paese, già considerevolmente gravata.

- *Fotovoltaico*: come si è visto, la crescita prospettica dei costi dell'incentivazione per il solare fotovoltaico appare elevatissima. Tuttavia, l'evoluzione tecnologica potrebbe consentire alla fonte fotovoltaica di raggiungere un livello di sostanziale competitività con la fonte fossile nel giro di una decina d'anni. In tale situazione non sarebbe più necessario ricorrere ad incentivazioni pubbliche per consentire lo sviluppo e la diffusione di tali impianti. D'altra parte, l'attuale altissimo livello di incentivazione ha senso solo nella fase di avvio di una nuova tecnologia e nella prospettiva di realizzare livelli di efficienza significativamente più alti nel giro di un ragionevole numero di anni. Alla luce di ciò, appare opportuno rimodulare consistenza e modalità di riconoscimento delle incentivazioni oggi esistenti, rendendole aderenti ai costi previsti nei diversi anni con un percorso graduale che porti ad azzerare le incentivazioni stesse nell'arco di un decennio. Garantendo agli operatori un quadro chiaro e certo rispetto ai regimi di incentivazione che saranno riconosciuti negli anni successivi si favorirebbe peraltro non solo lo sfruttamento delle migliori tecnologie, ma anche lo sviluppo, per quanto possibile, di una competitiva industria nazionale del settore.

f) Revisione del meccanismo dei Certificati Verdi

2.87 L'art.27, comma 18, della Legge n. 99/09, introduce lo spostamento dell'obbligo dei Certificati Verdi dai produttori ai venditori di energia elettrica. Tale modifica è da valutarsi in maniera negativa perché sovverte il sistema dei CV, infatti:

- si disperdono i destinatari dell'obbligo su una platea quale quella dei "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo" che è assai più frammentata e difficilmente controllabile;
- viene intaccato l'obiettivo principale dei CV, che è quello di indurre la produzione di energia da fonti "verdi", cosa che i produttori (dotati anche di maggiori capacità di investimento) hanno scelto di fare principalmente in proprio;
- i CV si trasformano sempre più da meccanismo di mercato (e quindi autocalmierante) in un mezzo amministrato che assume la connotazione di una rendita garantita;

⁹ Tale onere è sostanzialmente dimezzato nel caso venga ammessa all'incentivazione solo la parte biodegradabile dei rifiuti.

- in considerazione della decorrenza, a partire dall'anno 2010, del suddetto spostamento e della disciplina di entrata in vigore e di implementazione della norma è inoltre molto concreto il rischio che i clienti finali si trovino di fronte ad una doppia imposizione per l'anno 2010 dell'onere CV: la prima nel prezzo dell'energia per i contratti già negoziati o in corso di negoziazione, laddove i produttori/venditori si sono trovati/trovano ad includere nel prezzo di vendita l'onere CV (prima dell'entrata in vigore della legge o nella fase di incertezza prima della sua implementazione); la seconda attraverso l'addebito "diretto" dei CV in accordo alla Legge n. 99/09.
- 2.88 Alla luce di tutto questo appare evidente che l'attuale meccanismo di remunerazione dei Certificati Verdi, che garantisce un prezzo di 180€a MWh (e che nel caso di alcune fonti è ancora più generoso, per via degli attuali meccanismi moltiplicativi) risulta eccessivamente generoso. Va invece salvaguardato il principio per cui il valore del CV dovrebbe tendenzialmente decrescere nel tempo poiché l'evoluzione tecnologica – come visto in precedenza – determinerà un costo di produzione da fonti rinnovabili che va a ridursi nel tempo, e con esso la necessità di incentivo.
- 2.89 Occorre dunque ridurre gli oneri scaricati sui clienti finali, abbassando il valore di riferimento stabilito dall'Art 2, comma 148, della Legge 27 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria per il 2008).
- 2.90 Vanno poi ripristinati meccanismi che tendano a premiare gli impianti realizzabili al minor costo, attraverso l'utilizzo di meccanismi di mercato come strumento atto a selezionare gli impianti più efficienti.

g) Adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili

- 2.91 Come evidenziato nel paragrafo dedicato alle proposte sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, il quantitativo di potenza da fonte rinnovabile che dovrebbe essere installata per realizzare l'obiettivo europeo di utilizzo di fonti rinnovabili per il 20% del consumo finale di energia (e che ha portato a definire per l'Italia un obiettivo nazionale del 17%) non potrà che essere in larga parte rappresentato da fonti intermittenti. Il problema dell'intermittenza delle fonti rinnovabili e della loro scarsa programmabilità, profilo particolarmente problematico rispetto all'energia eolica e solare non può essere risolto solo attraverso lo sviluppo delle reti. Le stesse "Smart grids", o reti "intelligenti", quando anche fossero in grado di connettere ottimamente tutti i nodi di produzione e consumo della rete, non consentirebbero comunque l'accumulo di energia. Posto che la maggiore disponibilità di fonti rinnovabili primarie (vento e sole) si trova nel Mezzogiorno, mentre l'unico strumento di accumulo oggi realmente disponibile (bacini idroelettrici) è concentrato nel Nord del paese, si pone il problema della disponibilità di strumenti di accumulo dell'energia che garantiscano la necessaria flessibilità della rete, esattamente nelle aree dove essa è più necessaria, cioè dove sono maggiormente localizzati impianti rinnovabili non programmabili.
- 2.92 Occorre dunque sia favorire il potenziamento delle reti di trasmissione dell'energia sia sviluppare sul territorio nazionale sistemi di stoccaggio. Questi consentirebbero di accumulare energia nei momenti di picco, per poi servirsene

in quei momenti – come la notte o nei momenti di scarsa ventosità - in cui le fonti rinnovabili non sono in grado di produrre energia.

- 2.93 A questo proposito potrebbe essere presa in considerazione la possibilità di realizzare, in particolare nel sud, sfruttando bacini idrici già presenti e sotto o per nulla utilizzati, piccole centrali idroelettriche di pompaggio.

h) Perfetta efficienza degli impianti di generazione

- 2.94 Il divario tra la capacità di generazione elettrica installata e censita come efficiente dal Gestore della rete e la potenza che risulta poi effettivamente disponibile per le diverse destinazioni consentite, specie alla punta della domanda è un elemento essenziale ai fini della sicurezza, ma anche dell'economicità del sistema elettrico. Per questo, l'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03 prevede che *“gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle attività produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio”*.
- 2.95 L'importanza, per un sicuro esercizio del sistema elettrico, della norma in questione è oggi più che mai resa evidente dal persistere di situazioni di allarmante criticità e di inadeguatezza del sistema, quali quelle evidenziate dall'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, con riferimento alla Sicilia. È essenziale dunque che venga emanato al più presto il decreto previsto dalla norma citata con cui vengono definiti gli standard di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. A tal fine, l'Autorità già a suo tempo ha formulato proposte in merito.

3. INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 3.1 Per facilitare il processo di armonizzazione e di integrazione dei mercati elettrici nazionali è stato avviato da ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione europea) il processo “Iniziative Regionali” allo scopo di costruire dei mercati fortemente integrati a livello “regionale”, come fase intermedia di spinta verso la realizzazione di un vero mercato unico europeo. Pur rappresentando un pregevole tentativo di favorire una reale integrazione dei mercati nazionali, le “Iniziative Regionali” europee – su cui il terzo pacchetto pone particolari aspettative – devono essere sostenute in maniera tale da scongiurare il rischio che l'armonizzazione abbia luogo tramite l'adozione di modelli di mercato che avvenga al ribasso, favorendo Paesi, in taluni casi, particolarmente in ritardo in termini di apertura e liberalizzazione.
- 3.2 Appare quindi particolarmente delicata, nonché degna di ogni miglior sostegno governativo, la rappresentanza degli interessi dell'Italia sia nella Regione elettrica Centro-Sud (di cui l'Autorità italiana è leader) sia, più in generale, in ambito ERGEG al fine di evitare che sia imposta l'implementazione, su scala regionale o dell'intera UE, di modelli di mercato che, non tenendo in debito

conto le caratteristiche di certi sistemi elettrici, come quello italiano, possano ingenerare degli extra-oneri su detti sistemi, sia nel breve che nel lungo periodo.

- 3.3 Tale criticità è particolarmente rilevante nel caso del mercato elettrico. E' evidente, infatti, che Paesi in cui permane un operatore (quasi) monopolista, che assicura la fornitura della quasi totalità dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento (riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione di congestione etc.), possono permettersi di farsi promotori di architetture di mercato relativamente "rozze" facendo leva sulla *moral suasion* verso l'operatore dominante, ovvero imponendogli implicitamente ulteriori obblighi operativi.
- 3.4 Laddove invece, come in Italia, il sistema sia opportunamente caratterizzato da una pluralità di produttori in concorrenza fra loro, è più forte l'esigenza di meccanismi e regole di mercato idonee a fare emergere appieno le economie insite sia nell'esercizio coordinato degli impianti di produzione e degli elementi di rete, sia nella programmazione coordinata degli investimenti a lungo termine in generazione e trasmissione effettuati da una pluralità di soggetti. Ciò richiede tipicamente, come è testimoniato anche dall'evoluzione dei sistemi elettrici del Nord-Est degli Stati Uniti, l'adozione di architetture di mercato più avanzate (ovviamente sempre meglio regolate e monitorate) che producano segnali trasparenti e non distorti circa il valore dei diversi servizi (energia elettrica, riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione delle congestioni etc.); ciò nei vari nodi/zone della rete di trasmissione sia nel breve che nel lungo termine.
- 3.5 Fermo restando l'obiettivo principale di conseguire la piena convergenza dei mercati nazionali ai fini della creazione del mercato europeo dell'energia, occorre intanto attuare una maggiore e più intensa partecipazione a livello europeo anche nello sviluppare progetti specifici come il *market coupling* – che già sarà operativo dal 2010 con la Slovenia - con gli altri Paesi europei (ovvero dei progetti che ricerchino maggiore coordinamento degli esiti dei mercati europei e che tengano conto dell'effettivo impatto degli esiti di ciascun mercato sugli altri date le effettive possibilità di scambi transfrontalieri). Progetti in grado di aumentare anche sensibilmente l'efficienza degli scambi transfrontalieri ma che, se non ben concepiti, potrebbero costringere l'Italia ad adattare la propria architettura di mercato a quella di Paesi con caratteristiche molto differenti e meno avanzati ed efficienti.
- 3.6 Infine, e con particolare riferimento agli interessi italiani ed al settore elettrico, resta urgente la conclusione dei negoziati con la Svizzera per fissare sollecitamente accordi vincolanti che consentano un sostanziale sviluppo in termini di integrazione dei mercati e degli scambi a livello regionale ed europeo, nonché procedure che assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi.
- 3.7 In questo senso il recepimento del III Pacchetto Energia, che dovrà avvenire entro il 3 marzo 2011, sarà l'occasione per sviluppare in maniera più sinergica e coordinata gli interventi di sviluppo delle reti di elettricità e gas che saranno proposti dai TSO (gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica e trasporto gas) e sottoposti non solo al vaglio dei paesi membri ma anche della Commissione e della costituenda Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ai fini della verifica di compatibilità con le esigenze del mercato unico.

3.8 Con questo punto 3) e finale della presente Segnalazione ci si limita a prospettare analisi e proposte strettamente connesse a quanto richiesto con la Legge n. 2/09 già citata, in merito all'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica. Tuttavia l'Autorità conferma la piena disponibilità e l'interesse ad una interlocuzione istituzionale sempre più approfondita e che riguardi anche ambiti più allargati (ad esempio al settore gas ed al quadro internazionale extra-regionale europeo) per sviluppare ulteriori analisi e proposte circa gli assetti organizzativi, i mercati e lo sviluppo infrastrutturale energetici, continentali europei, mediterranei, medio-orientali ed intercontinentali aventi comunque impatti sui sistemi energetici nazionale e della UE. Tutto ciò anche sulla base dell'esperienza e della responsabilità che l'Autorità sta sviluppando nell'ambito degli organismi e delle iniziative tese a promuovere sempre più utili e necessarie collaborazioni o cooperazioni internazionali fra Regolatori di settore, nonché sulla base della partecipazione alla suddetta Agenzia dei Regolatori per l'energia della UE (ACER).