

di **Michela Giachetti Fantini**

pubblicato il 07/07/2017

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo

Sommario: 1. Introduzione - 2. La normativa comunitaria sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale - 2.1. Le direttive di prima generazione - 2.1.1 La direttiva 96/92/CE - 2.1.2 La direttiva 98/30/CE - 2.2 Le direttive di seconda generazione - 2.2.1 La direttiva 2003/54/CE - 2.2.2 La direttiva 2003/55/CE - 2.3 Il Terzo Pacchetto Energia - 2.4 Il difficile cammino verso il mercato unico europeo dell'energia - 3. La liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in Italia - 3.1 L'avvio del processo di liberalizzazione negli anni novanta: il d.lgs. n. 79 del 1999, c.d. "Bersani" - 3.1.1 Il regime giuridico delle attività elettriche - 3.1.2 L'assetto delle competenze dei soggetti operanti nel mercato elettrico - 3.2 La privatizzazione sostanziale di Enel - 3.3 L'unificazione della proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e il collocamento sul mercato del capitale di Terna S.p.A. - 3.4 Il riordino del settore dell'energia elettrica: la l. n. 239 del 2004, c.d. "Marzano" - 3.4.1 I rapporti tra l'esecutivo e il regolatore di settore nella legge Marzano - 3.5 Il d.l. n. 73 del 2007 convertito in l. n. 125 del 2007: l'istituzione del servizio di maggior tutela - 4. L'apertura del mercato del gas naturale in Italia - 4.1 La privatizzazione dell'Eni - 4.2 La disciplina di liberalizzazione dettata dal d.lgs. n. 164 del 2000, c.d. "Letta" - 4.2.1 L'impatto sul circuito istituzionale Governo-Autorità di regolazione - 4.3 I successivi interventi normativi - 5. Il d.lgs. n. 93 del 2011: l'attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE nell'ordinamento nazionale - 5.1 I limiti del d.lgs. n. 93 del 2011 sotto il profilo della regolazione proconcorrenziale - 5.2 La distribuzione delle funzioni tra il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Il consolidamento del modello di regolazione dualistica e finalistica del mercato dell'energia - 5.2.1 La necessità di riequilibrare il rapporto tra politica energetica nazionale e regolazione indipendente in senso comunitariamente orientato - 6. Ulteriori progressi nella liberalizzazione dei mercati energetici - 6.1 La separazione proprietaria tra Snam S.p.A. ed Eni S.p.A. nel settore del gas naturale - 6.2 Le modifiche inserite nel d.lgs. n. 93 del 2011 dalla l. n. 115 del 2015 e dalla l. n. 122 del 2016 volte a bilanciare il baricentro della regolazione a favore dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico - 7. Riflessioni conclusive: successi e fallimenti della liberalizzazione del mercato dell'energia.

1. Introduzione

Nel presente articolo si esamina il tema relativo alla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, che rappresenta uno dei più importanti capitoli del diritto dell'energia¹.

* Dottore di ricerca in Diritto Pubblico dell'economia presso l'Università degli Studi di Roma "La Sapienza".

¹ Il diritto dell'energia può essere definito come un settore del diritto concernente la disciplina giuridica dell'energia e dei beni energetici. Nel diritto dell'energia si riscontra l'applicazione di istituti propri del diritto amministrativo, del diritto

Alla fine del secolo scorso l'assetto istituzionale, organizzativo e gestionale dell'industria elettrica e del gas è stato profondamente innovato a seguito dell'attuazione di riforme volte a migliorare l'erogazione di servizi essenziali per lo sviluppo economico e il benessere sociale.

Lo sviluppo storico del settore dell'energia ha visto il passaggio da un sistema fondato sulla presenza dello Stato ad un sistema fondato sulla libertà di iniziativa privata e sulla pluralità di operatori nel mercato², con la conseguente estensione della logica di impresa, basata su principi di efficienza ed economicità, all'esercizio di attività caratterizzate da una dimensione pubblica dell'interesse al cui soddisfacimento esse sono funzionalmente preordinate³.

Nel rapporto governo-industria si è così compiuta l'evoluzione dal paradigma "tradizionale" ad un paradigma "market oriented", nella prospettiva che la privatizzazione avrebbe ridotto le inefficienze della gestione pubblica; l'introduzione della concorrenza avrebbe promosso un'efficiente allocazione delle risorse a vantaggio dei consumatori, beneficiati dell'attesa riduzione dei prezzi; la fine dei monopoli pubblici e la liberalizzazione dei mercati nazionali sarebbero state propedeutiche alla creazione di un mercato unico europeo dell'energia.

Oggi, a distanza di circa venti anni dall'avvio delle riforme del mercato dell'energia, ci si interroga sui seguenti quesiti: se il processo di liberalizzazione possa considerarsi definitivamente compiuto; come è andato configurandosi il rapporto tra Stato e mercato; a che punto è il percorso per la realizzazione di un mercato unico europeo dell'energia⁴; in che misura i risultati attesi sono stati perseguiti e quali ne sono stati gli esiti economici e sociali.

L'attuale assetto dei mercati energetici è diverso da quello originariamente prefigurato, posto che l'organizzazione dell'industria elettrica e metanifera non è stata interamente demandata ai meccanismi di

penale, del diritto civile e commerciale, del diritto del lavoro, del diritto tributario, del diritto dell'Unione europea. Il diritto dell'energia è elaborato sulla base dell'oggetto, che è appunto l'energia. La disciplina di questo oggetto attraversa il diritto sostanziale con la conseguenza che il diritto dell'energia può considerarsi appartenente alla categoria dei diritti c.d. "trasversali", costruita per facilitare la conoscenza su singoli oggetti o attività. Sul punto si veda R. Federici, *Concetto giuridico di energia*, in *Il Diritto dell'Energia*, a cura di E. Picozza, S.M. Sambri, Padova, 12-13; Id., *Energie minerarie. Sottosuolo, imprese, aziende, beni energetici: profili generali*, in *Il Diritto dell'Energia*, cit., Padova, 27.

La scienza economica ha già da tempo adottato un'impostazione unitaria per l'intero campo dell'energia, che trova il proprio presupposto nelle interconnessioni, orizzontali e verticali, esistenti tra le singole forme di energia e le diverse fasi di produzione dei beni energetici. Pertanto, sulla base delle osservazioni della scienza economica, si è posto l'interrogativo se i molteplici diritti energetici siano da ricondurre ad un sistema unitario, qualificabile come "diritto dell'energia", che postula la necessità che le numerose branche giuridiche in cui si articola tale settore si ispirino a principi e accolgano istituti comuni. Al riguardo si veda G. Guarino, *Scritti di diritto pubblico dell'economia e di diritto dell'energia*, Milano, 1962, 221-223.

² A. Travi, *La liberalizzazione*, in *Rivista Trimestrale di Diritto Pubblico*, 1998, 645 ss.

³ M. Sinisi, *La liberalizzazione del settore dell'energia elettrica: logica di impresa e competenza giurisdizionale*, in *Servizi pubblici e Appalti*, 2005, n. 2, 477.

⁴ La creazione di un mercato interno dell'energia è funzionale alla costruzione del mercato unico che, come affermato dalla Commissione europea nel Libro Bianco sul Futuro dell'Europa del 1° marzo 2017, rappresenta la principale ragione d'essere di un'Europa a 27 membri che si proietta verso il 2025.

mercato e, al contrario, si è assistito ad un generalizzato ritorno delle politiche pubbliche, secondo un'“oscillazione pendolare” che connota le riforme dei servizi di interesse economico generale⁵.

Il presente articolo si compone di due parti: nella prima parte si analizza il processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale a livello comunitario e si descrive il faticoso cammino verso l'europeizzazione del mercato dell'energia⁶; nella seconda parte si esamina l'esperienza della liberalizzazione del mercato energetico in Italia, evidenziandone la specificità nazionale nel contesto europeo.

Il caso italiano di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale mostra le contraddizioni e i paradossi del modello europeo di regolazione dei mercati dell'energia, che si contraddistingue per la dialettica tra la costruzione di un mercato unico, improntato a principi di concorrenza e di liberalizzazione, da un lato, e la disciplina degli Stati membri, avente carattere interventistico, intesa prevalentemente a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti⁷.

Nel nostro Paese la liberalizzazione dei mercati energetici non ha condotto alla formazione di un sistema realmente competitivo in grado di assicurare la tutela degli utenti. L'incompiuta attuazione sul piano nazionale del disegno europeo di liberalizzazione costituisce una spia del fatto che non si è ancora pienamente compreso che la funzione dei servizi di interesse economico generale⁸, come l'energia elettrica e il gas naturale, non si limita al raggiungimento degli obiettivi del mercato unico⁹, ma deve essere definita sulla base della considerazione che tali servizi possono anche configurarsi come

⁵ In tal senso si veda S. Clò, E. Di Giulio, *La governance europea dell'energia tra vecchi e nuovi paradigmi: cambiamenti climatici e sicurezza energetica*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, Bologna, 2015, 155 ss.

⁶ Al riguardo si veda C. Poletti, *Panorama europeo del mercato dell'energia (elettricità e gas): prospettive per il mercato italiano in vista del mercato unico europeo (2015)*, Relazione tenuta presso *Energy Symposium 2013* in data 14 novembre 2013, 9.

⁷ In questo senso, G. Maestro Buelga, M.A. Garcia Herrera, E. Virgala Foruria, *El mercado europeo de la energía: contradicciones y paradojos*, in G. Maestro Buelga, M.A. Garcia Herrera, E. Virgala Foruria (a cura di), *La construcción del mercado europeo de la energía*, Editorial Comares, Granada, 2011, 32 ss.

⁸ L'art. 36 della Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea prevede che l'Unione riconosce e rispetta l'accesso dei servizi di interesse economico-generale, quale previsto dalle legislazioni e prassi nazionali conformemente al Trattato che istituisce la Comunità europea. I principi contenuti in tale disposizione connotano i processi di liberalizzazione, oltre che in termini economici e di creazione di un mercato interno, più marcatamente in funzione della tutela degli interessi dei cittadini che, in veste di utenti di tali servizi, sono al centro della politica comunitaria in materia di servizi di interesse generale.

⁹ In sostanza, nell'ambito dei servizi di interesse economico generale, la regola della concorrenza non assume valore assoluto, ma è condizionata dal perseguimento dei fini sociali e dal rispetto dei valori fondanti dell'Unione europea, quali lo sviluppo armonioso, equilibrato e sostenibile delle attività economiche, la solidarietà, l'elevato livello dell'occupazione e la protezione dell'ambiente, della salute e dei consumatori, che sono tutti elementi costitutivi di quel modello di “economia sociale di mercato fortemente competitiva” accolto dal Trattato di Lisbona.

Al fine di rivalutare la funzione sociale del servizio pubblico in una dimensione derogatoria dei principi del libero mercato, la Commissione europea, nella comunicazione C 17 del 19 gennaio 2001, al punto 14), ha testualmente affermato che “[...] i servizi di interesse economico generale si differenziano dai servizi ordinari per il fatto che le autorità pubbliche ritengano che debbano essere garantiti anche quando il mercato non sia incentivato a provvedervi da solo”. Al riguardo si veda A. Lucarelli, *Oltre le privatizzazioni. Qualità delle politiche pubbliche e servizi pubblici essenziali*, in *Rassegna di diritto pubblico europeo*, 2006, n. 2, 24-25.

strumenti - secondo un raggio di azione di ben più ampio spettro - indispensabili per la realizzazione dei valori comuni dell'Unione europea, quali, in particolare, la promozione della coesione sociale¹⁰.

2. La normativa comunitaria sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale

2.1 Le direttive di prima generazione

2.1.1 La direttiva 96/92/CE

Con la direttiva 96/92/CE, recante norme comuni sul mercato interno dell'energia elettrica, si è dato avvio alla liberalizzazione del settore energetico e si è intrapreso un percorso volto alla creazione del mercato unico europeo dell'energia¹¹. La richiamata direttiva, nel rispetto del principio di sussidiarietà, si limita a dettare alcune norme quadro che fissano i principi generali per il mercato interno dell'elettricità, lasciando agli Stati membri la scelta in ordine alle modalità di attuazione dei suddetti principi¹². In sostanza le prescrizioni della suddetta direttiva costituiscono un traguardo minimo da raggiungere e ammettono la possibilità di essere derogate nella direzione di promuovere una più intensa dinamica concorrenziale, qualora tale esito sia considerato desiderabile dai singoli Stati.

La direttiva 96/92/CE, pur recando una disciplina complessiva di tutte le fasi della filiera produttiva dell'energia elettrica, mira a realizzare una liberalizzazione parziale e progressiva del mercato dell'elettricità, nell'ottica di favorire un graduale abbandono del regime monopolistico e di introdurre una *workable competition*, almeno in alcuni segmenti del ciclo produttivo del servizio elettrico.

¹⁰ In tal senso si veda M. Carta, *La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale nell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica*, in *Il Diritto dell'Unione Europea*, 2003, n. 4, 784.

¹¹ Al riguardo si veda A. Fiquet, *La proposta di direttiva Ue in tema di mercato interno dell'energia*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1995, 699 ss.; G.G. Gentile, *La strada italiana al mercato europeo dell'energia elettrica*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1995, 303 ss.; L. De Paoli, *Analisi della direttiva concernente norme comuni per il mercato elettrico e delle sue implicazioni per il governo italiano*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 1996, 14 ss.; L.G. Radicati Di Brozolo, *Profili di diritto comunitario del mercato dell'energia elettrica*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 1995, 431 ss.; L. Razzitti, *Principi ed evoluzione della normativa e della politica comunitaria in tema di energia elettrica*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1996, 598 ss.; B. D'Onghia, *Il quadro di riferimento dell'apertura del mercato europeo dell'elettricità*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1997, 733 ss.; A. Clò, *La direttiva elettrica europea fra concorrenza e interesse generale*, in *L'industria*, 1999, 15 ss.; G. Goldoni, *L'industria elettrica europea e la direttiva 96/92/CE*, in *L'industria*, 1999, 15 ss.; E. Ferrari, *I servizi a rete in Europa*, Milano, 2000; A. Colavecchio, *I mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale: profili comunitari*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 2001, 481 ss.; M. Bonini, *L'apertura del mercato nazionale dell'energia elettrica: una nuova tappa nella costruzione di un governo dell'economia comunitario*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2002, 922 ss.; M. Carta, *La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale nell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica*, cit., 771 ss.; F. Donati, *La governance europea dell'energia*, in *Il Governo dell'energia dopo Fukushima. Indirizzi europei ed evoluzione delle politiche nazionali*, a cura di L. Chieffi, F. Pinto, Atti del Convegno, Napoli 7-8 giugno 2012, Napoli, 3 ss.; S. Oggianu, *Politica europea dell'energia*, in *Il Diritto dell'Energia*, a cura di E. Picozza, S.M. Sambri, Padova, 2015, 57.

¹² D'altro canto proprio la possibilità per gli Stati membri di recepire la direttiva 96/92/CE, optando tra le diverse soluzioni proposte dal legislatore comunitario, risponde, da un lato, alla necessità di contemperare differenti tradizioni giuridiche in tema di concezione della funzione di servizio pubblico, dall'altro, all'esigenza di applicare la normativa di liberalizzazione a industrie elettriche organizzate in forme estremamente diverse tra loro con riguardo al sistema produttivo, al grado di concentrazione e all'assetto di regolazione già esistente. Sul punto si veda G. Goldoni, *L'industria elettrica europea e la direttiva 96/92/CE*, cit., 35.

Allo scopo di assicurare l'eliminazione dei diritti di esclusiva dal lato dell'offerta e, in particolare, di garantire la piena libertà di entrata nella generazione elettrica è rimessa agli Stati membri la scelta tra un sistema di autorizzazioni ed una procedura di gara per la costruzione di nuove centrali.

Inoltre ai singoli Stati è riconosciuta la facoltà di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese elettriche. Infatti la creazione di un mercato interno dell'energia, che ha la finalità di realizzare la libera circolazione dell'energia elettrica, impone di ricercare in questo settore un equilibrio tra concorrenza e interesse generale¹³.

Nella direttiva 96/92/CE il perseguimento dell'obiettivo della promozione della concorrenza nel mercato elettrico si fonda sulla definizione della nozione di "clienti idonei", che sono quei soggetti economici i quali, superando una determinata soglia di consumi ed essendo in possesso di particolari requisiti, hanno il diritto di approvvigionarsi di energia elettrica da imprese produttrici da loro liberamente scelte¹⁴. In particolare si definiscono clienti idonei quei soggetti il cui consumo annuo supera la soglia di 40GWh; inoltre sono qualificabili come clienti idonei, a prescindere dall'entità dei consumi annuali, le società di distribuzione di elettricità quando riforniscono clienti che in base alla soglia dei consumi sono considerati idonei.

Oltre a fissare la distinzione tra clienti idonei e clienti vincolati, la direttiva 96/92/CE regola le modalità di accesso dei clienti idonei e delle imprese loro fornitrici alle reti di un soggetto terzo, che, generalmente, si identifica con un *ex* monopolista. Segnatamente, con riferimento alla rete di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, nella direttiva di prima generazione si prevede che ciascun Stato membro istituisca un gestore con il compito di assicurare il funzionamento della rete¹⁵, di gestire con imparzialità il traffico energetico in ordine sia alla circolazione che al dispacciamento, di garantire l'adeguatezza della rete e la sua conformità a determinati *standard* di sicurezza, affidabilità ed efficienza¹⁶.

Con riguardo alle modalità di accesso alla rete, la direttiva 96/92/CE stabilisce che gli Stati membri possono optare tra tre modelli: l'accesso negoziato, l'accesso regolato e l'Acquirente Unico. Secondo la

¹³ M. Carta, *La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale nell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica*, cit., 785.

¹⁴ Cfr. art. 19 della direttiva 96/92/CE.

¹⁵ In dottrina si è osservato che il problema delle reti rappresenta uno dei principali talloni di Achille della regolazione del mercato dell'energia, non soltanto perché nel passaggio dal monopolio alla concorrenza le infrastrutture disponibili sono nell'esclusiva disponibilità del solo *ex* monopolista ma anche perché gli operatori, che entrano nel mercato a seguito della liberalizzazione, non hanno spesso la disponibilità economica per sostenere la realizzazione di nuove infrastrutture. Si pone dunque la necessità di sottrarre la gestione delle reti agli operatori più forti al fine di garantire l'effettività della concorrenza. Sul punto si veda D. Sorace, *Il modello di regolazione dell'energia: profili generali*, in *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, a cura di E. Bruti Liberati, F. Donati, Torino, 2007, 5 ss.

¹⁶ Cfr. artt. 7 e 8 della direttiva 96/92/CE.

procedura di accesso negoziato i clienti idonei negoziano direttamente con il gestore della rete le condizioni di accesso¹⁷ affinché l'energia elettrica, acquistata dai produttori con i quali essi hanno concluso contratti di fornitura in base ad accordi commerciali volontari, sia trasportata fino al sito del cliente¹⁸. Nel sistema di accesso regolato, le condizioni di accesso dei clienti idonei sono determinate sulla base di tariffe pubblicate per l'utilizzazione dei sistemi di trasmissione e di distribuzione¹⁹. La terza modalità di accesso comporta che l'Acquirente Unico sia il soggetto che effettua gli acquisti di elettricità da produttori interni o esteri e che i clienti idonei, scegliendo i produttori dai quali acquistare elettricità, siano tenuti a corrispondere all'Acquirente Unico una tariffa di trasmissione²⁰. L'Acquirente Unico rappresenta, quindi, il perno del sistema elettrico intorno al quale si concentrano tutti gli acquisti di energia elettrica e a partire dal quale si snoda la fase di vendita nei confronti degli utenti²¹.

Per le imprese verticalmente integrate²² la direttiva 96//92/CE prevede l'obbligo della separazione contabile²³ dei vari rami di attività al fine di evitare pratiche discriminatorie, prezzi non equi, sovvenzioni incrociate, volte a distorcere il gioco concorrenziale mediante trasferimenti dalle attività in monopolio a quelle in concorrenza²⁴. Nell'ipotesi in cui l'impresa verticalmente integrata svolga anche la funzione di gestore della rete di trasmissione il livello minimo di separazione richiesto è quello gestionale e, quindi, l'attività di trasmissione deve essere svolta in una condizione di indipendenza non solo contabile ma anche gestionale rispetto alle altre attività effettuate da un'impresa integrata²⁵.

2.1.2 La direttiva 98/30/CE

La direttiva 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, completa la liberalizzazione del settore del gas, avviata dalla direttiva 94/22/CE, estendendola alle attività

¹⁷ Allo scopo di promuovere la trasparenza e facilitare le trattative per l'accesso alla rete, il gestore deve pubblicare una gamma indicativa dei prezzi per l'utilizzazione della rete di trasmissione e di distribuzione. Cfr. art. 17, par. 3, della direttiva 96/92/CE.

¹⁸ Il gestore della rete può legittimamente rifiutare l'accesso ai soggetti terzi in caso di saturazione della capacità delle linee elettriche ma deve fornire adeguata motivazione di tale rifiuto. Cfr. art. 17, par. 5, della direttiva 96/92/CE.

¹⁹ Cfr. art. 17, par. 4, della direttiva 96/92/CE.

²⁰ Cfr. art. 18 della direttiva 96/92/CE.

²¹ In proposito si veda A. Clò, *La direttiva elettrica europea fra concorrenza e interesse generale*, cit., 23.

²² Si tratta di quelle imprese che operano contemporaneamente come gestore della rete e fornitore del servizio, ovvero che sono presenti in molteplici segmenti del ciclo produttivo, che si articola nelle fasi che vanno dalla generazione fino alla distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali.

²³ Sul principio di separazione contabile si veda H. Caroli Casavola, *Il principio di separazione contabile, societaria e proprietaria nei servizi pubblici*, in *Mercato, concorrenza e regole*, 2001, 469.

²⁴ Cfr. artt. 14 e 15 della direttiva 96/92/CE. In generale, allo scopo di contrastare abusi di posizione dominante, la separazione contabile impone un "disaccoppiamento" fra i gestori delle reti e i monopolisti verticalmente integrati dei quali essi fanno parte.

²⁵ Cfr. art. 7, par. 6, della direttiva 96/92/CE.

successive alla produzione, ovvero allo stoccaggio²⁶, al trasporto, alla distribuzione e alla vendita, e imprimendo così una spinta ulteriore all'apertura alla concorrenza allo scopo di creare un mercato unico europeo del gas naturale.

Coerentemente con tale finalità la direttiva 98/30/CE impone agli Stati membri di ridisegnare gli assetti organizzativi delle imprese del gas naturale. L'impianto normativo della suddetta direttiva si sviluppa su due livelli: il livello comunitario, mediante la fissazione di principi comuni a cui gli Stati membri devono uniformarsi; il livello nazionale, con il riconoscimento a ciascun Stato della facoltà di definire specifiche modalità attraverso le quali conformarsi a questi principi e con la conseguente possibilità di scegliere il modello organizzativo più adatto alla propria situazione nazionale. In particolare i principi comuni su cui si basa la costruzione del mercato concorrenziale del gas sono individuati: nell'omogeneità delle condizioni minime di apertura dei mercati nazionali e nella gradualità dell'applicazione della direttiva comunitaria per consentire agli Stati membri di recepirla adeguatamente e alla Commissione europea di verificarne l'attuazione; nell'eliminazione di ogni forma di monopolio nell'ambito delle fasi di produzione, importazione, trasporto e distribuzione; nel diritto di accesso alle infrastrutture a rete a condizione eque e non discriminatorie per gli operatori secondo il criterio del *Third Party Access*.

La direttiva 98/30/CE prevede un meccanismo di apertura del mercato alla concorrenza basato sulla definizione, da parte dei singoli Stati, di propri criteri di elezione dei clienti idonei tali da rispettare le soglie minime di liberalizzazione imposte. Si stabilisce poi che ogni azienda operante nel settore sottoponga a revisione e a pubblicazione i conti annuali, e che le imprese verticalmente integrate effettuino l'*unbundling* contabile, ovvero abbiano conti separati per ciascuna delle attività svolte, al fine di evitare sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza in modo da limitare il vantaggio competitivo di cui godono gli *ex* monopolisti.

La summenzionata direttiva individua poi due modalità per l'accesso di terzi alla rete del gas, l'accesso negoziato e l'accesso regolamentato, lasciando agli Stati membri la scelta di adottarne una delle due o entrambe contemporaneamente. In caso di accesso negoziato, gli Stati sono tenuti ad adottare le misure necessarie affinché le imprese di trasporto e i clienti idonei possano concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi volontari. L'accesso regolamentato, invece, comporta il diritto per i clienti

²⁶ L'attività di stoccaggio consiste nel deposito in strutture del sottosuolo del gas naturale prelevato dalla rete di trasporto nazionale e successivamente reimesso nella rete per far fronte alle richieste del mercato. La funzione dello stoccaggio è, quindi, quella di garantire alle imprese che operano all'interno del mercato del gas naturale la flessibilità necessaria per far fronte alle variazioni della domanda dal momento che i consumi sono fortemente legati all'andamento stagionale. Sul punto si veda S. M. Sambri, S. Vernile, *Le attività down stream nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale*, in *Il Diritto dell'Energia*, cit., 421 ss.

idonei di accedere al sistema di proprietà delle imprese di trasporto, consentendo loro di stipulare contratti di fornitura con imprese diverse dal proprietario e/o gestore del sistema, cui corrisponde un simmetrico obbligo delle imprese di trasporto di concedere l'accesso sulla base di tariffe regolamentate. Alla luce di quanto precede emerge che le direttive europee di prima generazione sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale appaiono simili nell'architettura normativa, anche in ragione della crescente convergenza e interdipendenza che va consolidandosi tra industria elettrica e metanifera, la quale comporta che i benefici di un'effettiva liberalizzazione della prima possano prodursi solo con una simmetrica liberalizzazione della seconda e viceversa²⁷.

Come affermato dal Commissario dell'energia Christos Papoutsis²⁸ le direttive 96/92/CE e 98/30/CE mirano ad introdurre una “misura di [...] flessibilità nel momento in cui vengono applicate alle singole e specifiche realtà nazionali, evitando al tempo stesso un'eccessiva regolamentazione”. In particolare la discrezionalità riconosciuta agli Stati membri opera entro due limiti: rispetto delle *common rules* e raggiungimento di “risultati economici equivalenti”, qualunque sia il modello organizzativo di industria prescelto.

Si prefigura così una grande Europa dell'energia degli anni duemila, in cui i confini fra le diverse fonti di energia finiscono per sfumarsi e sovrapporsi, e in cui la stessa continuità geografica del mercato va ad allargarsi verso l'Europa centro-orientale e il Sud del Mediterraneo, come propugnato dalla conferenza Euro-Mediterranea del 1995.

Tuttavia il panorama dell'Europa dell'energia è raffigurabile come un “caleidoscopio”, nel senso che esso sembra privo di un'unica, chiara e prevalente direzione di marcia; mentre alcuni Paesi procedono alla rottura dei precedenti assetti integrati, altri ne operano un graduale aggiustamento²⁹. Il diverso *commitment* degli Stati si riflette nell'asimmetria dei *market design* dei loro sistemi energetici, che i governi nazionali si impegnano a ristrutturare, spesso abusando dell'autonomia concessa dalle direttive comunitarie.

Al di là delle diverse vie nazionali intraprese per l'edificazione di un mercato interno dell'energia, si rivela univoca la delusione per la pochezza degli esiti raggiunti rispetto alle aspettative iniziali, come è confermato dalle analisi annuali comparative della Commissione europea sullo stato di attuazione delle

²⁷ In questo senso si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 41.

²⁸ In proposito si veda C. Papoutsis, *Il mercato interno dell'energia elettrica e il significato della direttiva europea*, in *Energia*, 1997, n. 1, 9.

²⁹ Sul punto si veda A. Clò, *Cambiamenti ed opportunità nei mercati elettrici europei e in Italia*, in *Terzo Rapporto sui Servizi di Pubblica Utilità in Italia*, Milano, Fondazione Rosselli, 1999.

direttive di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica³⁰. Nel rapporto del 2003, dopo avere definito “incoraggianti” i risultati conseguiti, si lamenta una generalizzata scarsa concorrenza, e si registrano “prezzi più elevati del previsto” soprattutto per le famiglie e le piccole imprese. Lo scarto tra aspettative e risultati ha quindi innescato un affannoso tentativo della Commissione europea di rimuovere gli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali, mediante l'emendamento continuo delle direttive comunitarie, che si è tradotto in un estenuante processo di “*riforme delle riforme*”³¹.

2.2 Le direttive di seconda generazione

2.2.1 La direttiva 2003/54/CE

La direttiva 2003/54/CE segna un'ulteriore fase di avanzamento del processo di liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica. Gli aspetti rilevanti della disciplina dettata dalla suddetta direttiva comunitaria sono rappresentati:

- dall'opzione a favore dell'accesso regolamentato, basato cioè su tariffe amministrative³²;
- dall'obbligo della separazione giuridica e funzionale della trasmissione e della distribuzione dalle altre attività della filiera elettrica;
- dall'individuazione di un nucleo minimo di competenze e di poteri da assegnare alle autorità nazionali di regolazione, al fine di evitare un'eccessiva disomogeneità del sistema regolatorio degli Stati membri;
- dalla completa apertura del mercato elettrico³³.

³⁰ In occasione della prima relazione sullo stato di attuazione del mercato interno dell'energia elettrica, la Commissione europea ha rilevato notevoli discrasie nell'implementazione delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE; in particolare a suscitare le preoccupazioni dell'esecutivo comunitario sono stati il basso grado di de-integrazione, sia sul versante delle infrastrutture di rete, che su quello della produzione di energia. Infatti, degli allora quindici Stati membri, otto adottavano la separazione legale, tre quella gestionale e solo due (Regno Unito e Svezia) la separazione proprietaria. Ciò dimostra che, fin dall'inizio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo, in assenza di un efficace coordinamento *ex ante* in grado di mitigare le forze centrifughe e i localismi territoriali, la differenziazione delle normative nazionali ha rappresentato un ostacolo alla creazione di un mercato interno governato da regole comuni.

³¹ In proposito si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 2015, 46.

³² Cfr. art. 20, par. 1, della direttiva 2003/54/CE. Al riguardo si segnala che è stata eliminata la possibilità per gli Stati membri di scegliere l'Acquirente Unico come una delle modalità per garantire la libertà di accesso alle reti di trasmissione dell'energia elettrica.

³³ Al considerando n. 4 della direttiva 2003/54/CE si rileva che “la libera circolazione delle merci, la libera fornitura dei servizi e la libertà di stabilimento, assicurate ai cittadini europei dal Trattato, possono [...] essere attuate soltanto in un mercato completamente aperto, che consenta ad ogni consumatore la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti”.

Con riguardo a quest'ultimo punto va evidenziato che la richiamata direttiva impone la qualifica di cliente idoneo ai clienti industriali e commerciali e stabilisce che, a partire dal 1° luglio 2007, tutti i clienti finali devono essere considerati idonei.

Inoltre la direttiva 2003/54/CE si caratterizza per una maggiore attenzione agli interessi pubblici diversi dalla concorrenza, contenendo disposizioni espressamente volte a garantire il servizio universale³⁴. Segnatamente l'art. 3, par. 2, della suindicata direttiva europea prevede che “nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del Trattato [...] gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica, obblighi relativi al servizio pubblico³⁵, concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture, nonché la tutela ambientale, compresa l'efficienza energetica e la protezione del clima”³⁶.

Tale disposizione mostra la consapevolezza del legislatore comunitario in ordine alla circostanza che l'apertura del settore energetico alla concorrenza non si sostanzia unicamente nello svolgimento delle relative attività a regime di mercato, ma richiede che la liberalizzazione si realizzi mediante la soddisfazione di una pluralità di esigenze di natura non economica, tra le quali, in particolare, quelle ambientali³⁷. Inoltre nella direttiva 2003/54/CE si evidenzia la necessità di approntare strumenti di tutela dei diritti dei consumatori, volti ad assicurare un'adeguata protezione ai clienti vulnerabili, attraverso la previsione di regole di trasparenza delle condizioni contrattuali, la predisposizione di mezzi di risoluzione delle controversie ed il riconoscimento della possibilità di effettuare il cambio del fornitore, nell'osservanza della libertà di scelta del fornitore che offra combinazioni di prezzi/qualità loro più gradita (*freedom to switch*) e della speculare libertà del fornitore di decidere se a chi vendere (*freedom of trade*).

³⁴ Al riguardo la direttiva 2003/54/CE pone in capo alle autorità pubbliche nazionali oneri di comunicazione e di rendiconto nei confronti degli organi comunitari, prevedendo all'art. 3, par. 9, che: “Nell'attuare la presente direttiva gli Stati membri informano la Commissione di tutte le misure adottate per adempiere agli obblighi relativi al servizio universale [...], ed in merito ai possibili effetti sulla concorrenza nazionale ed internazionale, a prescindere dal fatto che tali misure richiedano o meno una deroga alla presente direttiva. Successivamente essi informano ogni due anni la Commissione delle modifiche apportate a dette misure, a prescindere dal fatto che tali misure richiedano o meno una deroga alla presente direttiva”.

³⁵ Questa norma recata dalla direttiva 2003/54/CE appare in linea con le indicazioni dettate dal Libro Verde della Commissione europea sui Servizi di Interesse Generale del 21 maggio 2003, COM (2003) 270 def.

³⁶ Ai sensi dell'art. 3, par. 1, la direttiva 2003/54/CE persegue l'obiettivo di «realizzare un mercato dell'energia elettrica concorrenziale, sicuro e dal punto di vista ambientale sostenibile».

³⁷ Sul punto si veda S. Oggianu, *Il processo di liberalizzazione dell'energia elettrica*, in *Il Diritto dell'Energia*, cit., 295.

Al di là di questi aspetti innovativi, la direttiva 2003/54/CE tende a consolidare principi che, in gran parte, erano già stati applicati dagli Stati membri in sede di recepimento della direttiva 96/92/CE³⁸. In sostanza la disciplina comunitaria di seconda generazione mira a porre rimedio ai limiti che erano emersi a seguito dell'attuazione della normativa di prima generazione e, segnatamente, di far fronte al rischio che alla liberalizzazione dei mercati nazionali non corrisponda l'integrazione di questi ultimi all'interno di un mercato unico europeo dell'energia elettrica.

2.2.2 La direttiva 2003/55/CE

La direttiva 2003/55/CE³⁹ delinea un quadro giuridico di riferimento per la creazione di un mercato unico europeo del gas naturale e promuove l'accelerazione della liberalizzazione del settore, mediante l'individuazione del 10 luglio 2007, quale data entro la quale è prevista la completa apertura dei mercati nazionali del gas⁴⁰. In particolare si definisce una tabella di marcia per gli Stati membri che devono provvedere affinché i clienti idonei siano: a partire dal 1° luglio 2004 i clienti non civili; a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti, compresi quelli domestici.

La direttiva 2003/55/CE sancisce l'obbligo per gli Stati membri di designare, tra le imprese che possiedono impianti di trasporto, stoccaggio, GNL o di distribuzione, uno o più gestori del sistema. Il gestore è definito come «qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge la funzione di distribuzione ed è responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi⁴¹», e che deve «assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas»⁴². Il gestore è tenuto ad astenersi dal compiere discriminazioni tra gli utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate, e deve fornire al gestore di ogni altro sistema informazioni sufficienti per garantire che i servizi possano svolgersi compatibilmente con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso, e mettere a disposizione degli utenti le informazioni necessarie per assicurare l'accesso al sistema.

³⁸ In proposito si veda G. Nizi, *Concorrenza e monopolio nei servizi a rete. Breve analisi della riforma del settore energetico*, in L. Ammannati (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, Milano, 2005, 259 ss.

³⁹ La direttiva 2003/55/CE è stata adottata solo dopo cinque anni dall'avvio della liberalizzazione del settore del gas naturale, in anticipo rispetto alla revisione della direttiva 98/30/CE, che si sarebbe dovuta compiere entro dieci anni dall'emanazione della stessa allo scopo di disciplinare in modo più puntuale la riforma in atto.

⁴⁰ In proposito si veda G. Faleschini, *Il quadro normativo nel settore del gas naturale*, in www.ambientediritto.it.

⁴¹ Cfr. art. 2, punto 6, della direttiva 2003/55/CE.

⁴² Cfr. art. 2, punto 6, della direttiva 2003/55/CE.

Inoltre si dispone che i gestori dei sistemi di trasporto e distribuzione, qualora facciano parte di un'impresa verticalmente integrata, siano indipendenti sotto il profilo della forma giuridica dalle altre attività della filiera del gas, e si stabilisce come livello di separazione minima l'*unbundling* societario e non più solo quello contabile⁴³. L'osservanza di questo requisito non implica, però, la separazione della proprietà dei mezzi del sistema di trasporto dall'impresa verticalmente integrata: si richiede solo che il gestore del sistema disponga di effettivi poteri decisionali, ammettendo però che esso si identifichi con la stessa impresa proprietaria dell'infrastruttura e che quest'ultima possa essere verticalmente integrata.

La direttiva 2003/55/CE detta norme specifiche in ordine all'accesso di terzi alla rete. In particolare si stabilisce che l'accesso di terzi al sistema di trasporto e di distribuzione e agli impianti GNL sia regolato e applicato senza discriminazioni tra gli utenti del sistema, ovvero basato su tariffe pubbliche, praticate nei confronti di tutti i clienti idonei. Con la conseguenza che non è più consentito agli Stati di scegliere tra l'accesso regolamentato e quello negoziato, ma si impone agli stessi l'obbligo di predisporre l'accesso regolamentato, tranne che per l'accesso allo stoccaggio.

Viene poi riformata la disciplina relativa all'accesso alla rete di gasdotti *upstream*⁴⁴ e alle nuove infrastrutture⁴⁵. Con riguardo al primo aspetto, si dispone che gli Stati membri devono garantire alle imprese e ai clienti, ovunque siano situati, l'accesso equo a reti di gasdotti *upstream*, evitando qualsiasi abuso di posizione dominante e garantendo la sicurezza e la regolarità delle forniture. Con riguardo al secondo aspetto, si incentiva la costruzione di nuove infrastrutture, concedendo per le stesse una deroga alle regole di accesso, previa dimostrazione del fatto che l'investimento rafforzi effettivamente la concorrenza nella fornitura e la sicurezza dell'approvvigionamento e, soprattutto, che il livello del rischio connesso all'investimento sia tale che esso non sarebbe stato effettuato senza la concessione di una deroga.

La direttiva 2003/55/CE definisce obblighi di servizio pubblico esplicitamente volti ad garantire la tutela dei consumatori, che prevedono il riconoscimento del diritto all'informazione, la possibilità di ottenere compensazioni nel caso in cui la qualità del servizio del gas non sia rispettata, e il diritto di recedere dal contratto qualora siano modificate le condizioni in vigore. Inoltre si assegna agli Stati membri il controllo sulla sicurezza degli approvvigionamenti, che concerne l'equilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale, il livello della domanda attesa in futuro e le scorte disponibili, la capacità

⁴³ In sostanza, mediante la separazione societaria fra le varie attività corrispondenti agli stadi della filiera del gas naturale, la direttiva 2003/55/CE mira ad ampliare la distanza fra monopolisti e società di gestione delle reti, dato che la separazione meramente contabile aveva dimostrato la sua intrinseca incapacità di operare un'effettiva deverticalizzazione.

⁴⁴ Art. 20 della direttiva 2003/55/CE.

⁴⁵ Art. 22 della direttiva 2003/55/CE.

addizionale in corso di programmazione o costruzione, la qualità e il livello di manutenzione delle reti, nonché le misure per far fronte a picchi della domanda e carenze dei fornitori.

La direttiva 2003/55/CE stabilisce che le autorità nazionali di regolazione siano completamente indipendenti dagli interessi dell'industria del gas, in quanto preposte a garantire l'efficace funzionamento del mercato. Sono poi elencati i poteri e le funzioni delle autorità nazionali di regolazione, le quali devono monitorare sull'applicazione delle regole di gestione e assegnazione della capacità di interconnessione, sulla pubblicazione, da parte dei gestori dei sistemi di trasporto e distribuzione, di informazioni adeguate sull'utilizzo della rete e sull'assegnazione delle capacità, sull'osservanza del criterio di separazione contabile da parte delle aziende verticalmente integrate e sulle condizioni di accesso allo stoccaggio e ai servizi ausiliari. Spetta altresì alle autorità di regolazione il compito di fissare i termini e le condizioni di accesso alle reti nazionali, comprese le tariffe di trasporto, distribuzione e accesso agli impianti di GNL, nonché i termini e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento.

Con le direttive di seconda generazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale non si sono risolte definitivamente le criticità emerse nelle precedenti direttive, posto che le resistenze all'apertura dei mercati nazionali si sono attenuate, ma i benefici per i consumatori hanno tardato a manifestarsi. Nel rapporto del 2007 sul settore dell'energia la Commissione europea ha registrato un generalizzato aumento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel periodo compreso tra il 2003 e il 2006, successivo ad un periodo di leggera decrescita o relativa stabilità degli stessi⁴⁶. Ad avviso dell'esecutivo comunitario, «nonostante i principi fondamentali del mercato interno dell'energia siano stati recepiti, un'autentica concorrenza è del tutto inesistente in molti Stati membri»⁴⁷.

2.3 Il Terzo Pacchetto Energia

In data 3 settembre 2009 è entrato in vigore il c.d. "Terzo Pacchetto Energia", formalmente adottato dal Parlamento europeo e dal Consiglio il 13 luglio 2009. Il suddetto pacchetto comunitario si compone di due direttive e tre regolamenti:

- Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;

⁴⁶ Nei Paesi analizzati il prezzo medio dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso era aumentato dal 2003 al 2006 da 25/30 €/MWh a 50-75 €/MWh. Al riguardo si veda European Commission Communities, DG Competition, *Report on Energy Sector Inquiry*, SEC (2006) 1724, Bruxelles, 10 gennaio 2007.

⁴⁷ Commissione Comunità europee, *Prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità*, Comunicazione al Consiglio e al Parlamento europeo, COM (2006)841 def., Bruxelles, 10 gennaio 2007.

- Regolamento (CE) 713/09 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento (CE) 714/09 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- Regolamento (CE) 715/09 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Nel settembre del 2009 la Commissione europea ha formulato alcuni orientamenti interpretativi sulle misure contenute nel Terzo Pacchetto Energia, riguardanti la separazione delle reti, l'indipendenza, i poteri e le competenze dei regolatori nazionali, il mercato al dettaglio e l'accesso allo stoccaggio. Tali linee di indirizzo sono volte a favorire la corretta interpretazione da parte degli Stati membri delle intenzioni del legislatore comunitario nell'emanazione delle norme di attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Ciò in linea con l'obiettivo perseguito dal Terzo Pacchetto Energia, che è quello di avviare una nuova fase nel processo di costruzione del mercato unico europeo dell'energia, intesa a ridurre le disparità nell'effettivo grado di apertura dei mercati nazionali e a rafforzare l'integrazione degli stessi.

I principali contenuti del Terzo Pacchetto Energia riguardano:

- il regime di separazione per i gestori dei sistemi di trasmissione verticalmente integrati nel mercato dell'energia elettrica, e per i gestori dei sistemi di trasporto verticalmente integrati nel mercato del gas naturale;
- il potenziamento dell'indipendenza e delle competenze dei regolatori nazionali;
- l'istituzione dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators-ACER*);
- la creazione della Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (*European Network Transmission System Operators-ENTSO*) e dei codici di rete europei per le interconnessioni.

Con riguardo al primo punto, va rilevato che nel decimo considerando della direttiva 2009/72/CE e nel nono considerando della direttiva 2009/73/CE si osserva che le norme in materia di separazione giuridica e funzionale, contenute nella direttiva 2003/54/CE e nella direttiva 2003/55/CE, non hanno consentito di separare effettivamente le attività di approvvigionamento e produzione dalle attività in rete. L'art. 9 della direttiva 2009/72/CE e l'art. 9 della direttiva 2009/73/CE contengono una nuova disciplina comunitaria sulla separazione dei gestori dei sistemi di trasmissione verticalmente integrati nel mercato dell'energia elettrica, nonché sulla separazione dei gestori dei sistemi di trasporto verticalmente

integrati nel mercato del gas naturale. Con la normativa del Terzo Pacchetto sull'*unbundling* tra operatori di rete e imprese responsabili delle altre fasi della filiera energetica si prende definitivamente atto che gli operatori verticalmente integrati adottano strategie di investimenti funzionali alla difesa del proprio potere di mercato e si pongono in essere gli opportuni interventi correttivi⁴⁸.

Le direttive di terza generazione prevedono, per ambedue i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, la possibilità per gli Stati membri di optare fra tre regimi di separazione delle reti di trasmissione: separazione proprietaria (*ownership unbundling*), separazione gestionale o sistema dell'Operatore indipendente (*Independent System Operator-ISO*), sistema del Gestore di trasporto indipendente (*Independent Transmission System Operator –ITO*)⁴⁹. La separazione proprietaria, che è la forma più avanzata di separazione, presuppone la cessione da parte dell'impresa verticalmente integrata, di una o più “porzioni” della propria attività e, in particolare, implica la designazione del proprietario della rete come gestore del sistema di trasporto e la sua indipendenza dalle imprese di fornitura e produzione⁵⁰. Il sistema ISO permette all'impresa verticalmente integrata di rimanere tale e mantenere la proprietà della rete, purchè la gestione sia affidata a un soggetto terzo, che diviene completamente ed esclusivamente responsabile del funzionamento della rete. Nel sistema ISO si distingue, cioè, un momento statico, rappresentato dal riconoscimento della proprietà della rete in capo a un soggetto diverso dal gestore, ed un momento dinamico, costituito dall'attribuzione di speciali prerogative sulla rete al medesimo gestore⁵¹. Nel sistema ITO si ammette, nel caso che il sistema di trasporto appartenga ad un'impresa verticalmente integrata, che quest'ultima possa mantenere non solo la proprietà della rete ma anche il controllo del gestore dell'attività di trasporto, purchè ne garantisca l'indipendenza decisionale e funzionale⁵². Nei *considerando* delle direttive, rispettivamente il dodicesimo per quella in

⁴⁸ Sul punto si veda R. Miccù, *Regolazione e governo multilivello del mercato europeo dell'energia*, in R. Miccù (a cura di), *Multilevel Regulation and Government in Energy Markets*, Napoli, 2016, 20.

⁴⁹ Va precisato che, nel caso di operatori di trasporto già separati sotto il profilo proprietario alla data del 3 settembre 2009, non è possibile modificare l'opzione iniziale a favore di un ISO o di un ITO.

⁵⁰ La separazione proprietaria è ritenuta dalle istituzioni comunitarie la soluzione preferibile, mentre le soluzioni alternative ITO e ISO sono considerate come “compromessi”, ben lontane dall'assetto ottimale. In particolare, nella risoluzione del 10 luglio 2007 sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità, il Parlamento europeo ha definito la separazione proprietaria a livello di trasporto come il mezzo più efficace per promuovere in modo non discriminatorio gli investimenti nell'infrastruttura, per garantire un accesso equo alla rete per i nuovi entranti e assicurare trasparenza nel mercato.

⁵¹ Nel *Considerando* n. 27 della direttiva 2009/73/CE si rileva che l'introduzione del sistema ISO è finalizzata a “evitare d'imporre un onere finanziario e amministrativo sproporzionato ai piccoli gestori di sistemi di distribuzione”.

⁵² In sostanza tale modello si caratterizza per l'indipendenza del gestore del sistema di trasporto all'interno di un'impresa che resta a tutti gli effetti verticalmente integrata, dato che può mantenere la proprietà della rete di trasporto e affidarne la gestione ad una propria divisione aziendale. Ai sensi dell'art. 20 della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 20 della direttiva 2009/73/CE, nel sistema ITO deve essere costituito un organo di sorveglianza sull'operato del *management* della divisione cui è affidata la gestione della rete e sono previste apposite norme a tutela di terzi che hanno l'accesso all'infrastruttura, tra cui la predisposizione di un piano decennale di investimenti approvato, previa consultazione pubblica dell'autorità nazionale di

materia di energia elettrica e il nono per quella in materia di gas naturale, si chiarisce che la scelta del regime di separazione dovrebbe essere comunque volta alla *“rimozione di ogni conflitto di interesse fra produttori, venditori ed operatori di rete in modo tale da creare incentivi agli investimenti e garantire l’accesso alle reti a condizioni trasparenti e regolate in modo efficiente, ai nuovi entranti, evitando di creare regimi regolatori eccessivamente onerosi per le autorità nazionali di regolamentazione”*. La separazione si configura, cioè, come un istituto necessario ad eliminare gli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete e a risolvere i conflitti di interesse in ordine alle compagnie verticalmente integrate. Inoltre deve sussistere un *trade off* tra soluzione ottimale di separazione e il potenziale aggravio dell’onere regolatorio da essa derivante. Il regime di separazione prescelto si applica poi nei confronti di tutti gli operatori di rete indipendentemente dalla loro dimensione.

Con riguardo al secondo punto, le direttive del Terzo Pacchetto in materia di energia elettrica e di gas naturale prevedono un rafforzamento dell’indipendenza dei regolatori nazionali, nonché un ampliamento delle loro competenze. In particolare viene sancita l’indipendenza dei regolatori nazionali nei confronti dei governi nazionali, oltre che dei soggetti regolati. Segnatamente l’art. 35, par. 4, lett. b), punto ii), della direttiva 2009/72/CE stabilisce che gli Stati membri provvedono affinché, nell’esercizio delle competenze ad esse conferite dalla presente direttiva, le autorità nazionali di regolazione non sollecitino né accettino istruzioni dirette da alcun governo o da altri soggetti pubblici e privati nell’esercizio delle funzioni di regolamentazione.

Nel considerando 34 della direttiva 2009/72/CE e 30 della direttiva 2009/73/CE, si esplicita che *“ai fini del buon funzionamento del mercato interno [...] i regolatori dell’energia devono essere posti in grado di prendere decisioni su tutti gli aspetti della regolamentazione ed essere interamente indipendenti da altri interessi pubblici o privati”*.

A presidio dell’indipendenza delle autorità nazionali di regolazione, l’art. 35 della direttiva 2009/72/CE e l’art. 39 della direttiva 2009/73/CE stabiliscono che gli Stati membri provvedono affinché esse dispongano di dotazioni annuali separate, di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato e di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento della loro attività.

regolazione. Il controllo sul buon funzionamento di questo sistema è affidato sia ai regolatori nazionali, sia all’Acer, sia alla Commissione europea. Ai sensi dell’art. 10 della direttiva 2009/72/CE e dell’art. 10 della direttiva 2009/73/CE, il gestore delle reti di trasporto deve ottenere una certificazione aziendale rilasciata dall’autorità nazionale di regolazione, chiamata a verificare l’effettiva indipendenza nella gestione dell’infrastruttura sulla base di una procedura amministrativa che vede il coinvolgimento della Commissione europea. Quest’ultima ha due mesi di tempo per esaminare la decisione dell’autorità nazionale di regolazione e può, se lo ritiene opportuno, chiedere un parere all’Acer; in tal caso, come previsto dall’art. 3 del regolamento CE 714/2009, il periodo di due mesi è prorogato di ulteriori due mesi. Sebbene il parere della Commissione europea non abbia carattere vincolante, le autorità nazionali di regolazione devono tenerlo nella massima considerazione.

Le competenze del regolatore nazionale si distinguono in competenze tipiche di regolazione ed in competenze di monitoraggio e *reporting*. Le prime riguardano le tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione, le norme per la separazione delle reti, la sorveglianza generale delle imprese energetiche. Le seconde riguardano: l'accesso alle reti e alle infrastrutture, i mercati e lo sviluppo della concorrenza, la sicurezza dei sistemi energetici nazionali. Il regolatore nazionale ha poi l'obbligo di dare conto annualmente della sua attività alle autorità nazionali di regolazione degli altri Stati membri, all'ACER e alla Commissione europea. Inoltre le direttive attribuiscono ai regolatori nazionali ampi poteri concernenti l'adozione di decisioni vincolanti, la raccolta di dati ed informazioni dagli operatori, l'applicazione di sanzioni in caso di inadempimento e la risoluzione delle controversie.

Con riguardo al terzo punto, è necessario sottolineare che l'ACER sostituisce di fatto l'EREGG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), organismo istituito dalla Commissione europea con la decisione n. 796/2003, composto da rappresentanti delle autorità nazionali di regolazione, nonché da un rappresentante della Commissione europea e avente il compito di fornire assistenza a quest'ultima nell'opera di consolidamento del mercato interno dell'energia e di agevolare il coordinamento, la cooperazione e la consultazione tra i regolatori nazionali.

L'art. 1 del regolamento (CE) 713/2009 stabilisce che l'ACER⁵³ persegue lo scopo di assistere le autorità nazionali di regolazione nell'esercizio a livello comunitario delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri e, se necessario, di coordinarne l'azione. Obiettivo primario dell'Agenzia è, quindi, quello di armonizzare la regolazione a livello transfrontaliero e di rimuovere, conseguentemente, uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali ed alla creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale.

L'art. 3 del regolamento istitutivo prevede che l'ACER è composta dai seguenti organi: il Consiglio di amministrazione, composto da nove membri, di cui due nominati dalla Commissione europea, cinque dal Consiglio europeo, due dal Parlamento europeo, che provvede alla gestione amministrativa e alla nomina del direttore; il Direttore, che rappresenta l'ACER, è responsabile dell'esecuzione delle decisioni adottate; il Comitato dei regolatori, organismo tecnico di regolazione composto dai membri dei regolatori nazionali, al quale partecipa la Commissione europea senza diritto di voto; il comitato dei ricorsi, composto da membri selezionati fra quelli appartenenti al *senior staff* della Commissione europea o delle autorità di regolazione, che ha il compito di giudicare sui ricorsi proposti avverso le decisioni dell'ACER.

⁵³ L'ACER ha sede a Lubiana ed è finanziata in parte da un contributo della Commissione europea, tratto dal bilancio generale dell'Unione europea, in parte da contributi volontari degli Stati membri e dei regolatori nazionali.

All’Agenzia sono attribuiti ampi poteri consultivi e di monitoraggio⁵⁴. Inoltre ad essa sono conferiti poteri decisionali esclusivamente nei casi in cui sia necessario risolvere controversie fra regolatori nazionali e deliberare esenzioni di accesso di terzi alle reti per nuove infrastrutture, qualora i regolatori nazionali non siano pervenuti ad un accordo.

Sono poi attribuiti all’ACER significativi poteri di indirizzo nei confronti dei regolatori nazionali. Invero è garantito un diretto collegamento tra gli organi decisionali dell’Agenzia e le autorità nazionali di regolazione, mediante la creazione di un organismo di raccordo, ma interno alla stessa Agenzia, quale è appunto il Comitato dei regolatori. Tuttavia l’Agenzia appare configurarsi come una cinghia di trasmissione tra la Commissione europea e i regolatori nazionali, piuttosto che come un organismo propriamente rappresentativo di questi ultimi. La creazione dell’ACER non risponde, perciò, all’intenzione di istituire un regolatore europeo dell’energia autonomo dall’esecutivo comunitario, né a quella di separare la funzione regolatrice comunitaria dal governo della Commissione europea. Infatti, sebbene si riconosca l’indipendenza anche funzionale delle autorità nazionali di regolazione, essa non riveste carattere assoluto, dato che è conferita alla Commissione europea una potestà di orientamento e condizionamento, diretta o indiretta, delle scelte proprie dei regolatori nazionali. Con l’istituzione dell’ACER si consolida pertanto nel settore dell’energia elettrica e del gas naturale un’organizzazione composita in cui convivono organi nazionali e comunitari e che funziona secondo il modello cooperativo tipico del “concerto regolamentare europeo”⁵⁵. In definitiva, mediante la creazione dell’ACER si compie un passo in avanti nella costruzione di un’organizzazione comune del mercato dell’energia elettrica e del gas naturale, nonché nell’implementazione di una *governance* europea nei suindicati settori attraverso la creazione di una “rete” sovranazionale delle autorità nazionali di regolazione⁵⁶. Inoltre acquista sempre maggiore rilevanza la cooperazione orizzontale tra le autorità

⁵⁴ A seguito dell’adozione del regolamento 1227/2011/UE (Remit), recante disposizioni in materia di tutela della trasparenza e dell’integrità del mercato dell’energia, l’Acer ha assunto la funzione di controllo dei mercati dell’energia all’ingrosso in collaborazione con le autorità nazionali di regolazione, che sono state dotate di nuovi poteri di indagine allo scopo di individuare e prevenire fenomeni di manipolazione del mercato potenzialmente in grado di ledere la fiducia dei consumatori. Al riguardo si veda E. Bruti Liberati, F. Sclafani, L. A. Bianchi e I. Cera, A. Marra, F. Luiso, *Il regolamento europeo sull’integrità e la trasparenza dei mercati dell’energia (Remit) alla prova dei fatti*, in *Rivista della Regolazione dei mercati*, 2016, n. 2, 206 ss., disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it.

⁵⁵ In proposito si veda L. Ammannati, *La regolazione “cooperativa” del mercato interno dell’energia e l’organizzazione comune tra i regolatori europei dell’energia elettrica e del gas*, in L. Ammannati (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell’energia*, cit., 311 ss.; F. Di Porto, *Il coordinamento tra le autorità di regolazione nella governance dell’energia e delle comunicazioni a livello europeo: spunti da una comparazione*, in *Governance dell’economia e integrazione europea. Governance reticolare multilivello*, a cura di P. Bilancia, L. Ammannati, Milano, 2008, II, 229 ss.; G. Napolitano e P. Cirielli, *Il ruolo dell’Agenzia per la cooperazione dei regolatori nel mercato interno dell’energia*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 69 ss.

⁵⁶ In questo senso si veda G. Della Cananea, *L’organizzazione comune dei regolatori per l’energia elettrica ed il gas*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2004, 1385 ss.

nazionali, nonché la dimensione verticale che caratterizza il rapporto tra regolatori nazionali e Commissione europea.

Con riguardo al quarto punto, occorre evidenziare che gli ENTSO per il gas e l'elettricità (ENTSO-G ed ENTSO E) sono istituiti rispettivamente dai regolamenti nn. 714/09 e 715/09, allo scopo di migliorare il coordinamento tra i gestori di rete nazionali. Tra i compiti degli ENTSO si segnalano, oltre alla responsabilità della gestione delle reti europee in sicurezza, la definizione dei codici di rete per ambiti specifici e di un piano decennale europeo degli investimenti, che deve essere approvato dalla Commissione europea previo parere vincolante dell'ACER. A quest'ultima, poi, su richiesta della Commissione europea, spetta definire le linee guida o i criteri di riferimento, cui gli ENTSO devono attenersi in ordine alla definizione dei codici di rete.

Nel complesso le misure contenute nel Terzo Pacchetto attuano uno spostamento sempre più marcato della regolazione dei mercati energetici da un ambito nazionale ad un orizzonte europeo. Tale passaggio si compie non solo attraverso la trasformazione dell'ERGEG nell'ACER, ma anche attraverso i nuovi codici di rete europei che devono essere prodotti dalle associazioni dei gestori di rete e che hanno un impatto diretto sugli assetti dei mercati nazionali, rendendo necessari alcuni adeguamenti normativi.

Da ultimo vale la pena di evidenziare che le direttive comunitarie di terza generazione perseguono la finalità di sviluppare la dimensione sociale del mercato dell'energia, mediante la predisposizione di una dettagliata ed esaustiva disciplina degli obblighi di servizio pubblico⁵⁷ e della tutela del consumatore⁵⁸. Segnatamente l'art. 3, par. 3, della direttiva 2009/72/CE definisce il servizio universale come il diritto di ogni cittadino "alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori". Inoltre l'art. 3, par. 3, della direttiva 2009/73/CE impone, nei confronti dei clienti vulnerabili, il divieto di interruzione delle forniture di gas naturale in momenti critici e prevede la possibilità per gli Stati membri di designare un fornitore di ultima istanza per i clienti allacciati al sistema del gas. In sostanza il legislatore comunitario, nel regolare il mercato della produzione e della fruizione delle risorse energetiche, riconosce in capo ai cittadini

⁵⁷ Art. 3, par. 3, della direttiva 2009/72/CE e art. 3, par. 3, della direttiva 2009/73/CE.

⁵⁸ La Carta del cliente nel settore dell'energia è oggetto di una proposta già contenuta nella comunicazione del 10 gennaio 2007, recante il titolo "Una politica energetica per l'Europa", e ulteriormente articolata nella comunicazione del 5 luglio 2007, recante il titolo "Towards a European Charter of the Rights of Energy Consumers". In tali documenti si prevede che la Commissione europea elaborerà una Carta del cliente nel settore dell'energia che si prefigge quattro obiettivi:

- contribuire all'istituzione di regimi di aiuto per consentire ai cittadini dell'Unione europea più vulnerabili di far fronte all'aumento dei prezzi dell'energia;
- migliorare il livello minimo di informazione di cui dispongono i cittadini per agevolarli nella scelta tra i vari fornitori e le opzioni di approvvigionamento;
- ridurre le formalità amministrative che i clienti devono svolgere per cambiare fornitore;
- proteggere i clienti dalle pratiche di vendita sleali.

europei un'ampia panoplia di posizioni soggettive, diverse a seconda che l'interesse a tale fruizione venga in rilievo sotto il profilo dei produttori di beni o servizi, ovvero di consumatori di essi⁵⁹.

2.4 Il difficile cammino verso il mercato unico europeo dell'energia

Il Trattato di Lisbona, che è entrato in vigore il 1° dicembre 2009, contiene per la prima volta un Titolo XXI dedicato all'energia⁶⁰, definendone una specifica base giuridica e inserendola tra le materie di competenza concorrente. Tale Trattato conferisce alla politica energetica europea una legittimazione formale, dato che esso abilita l'Unione europea ad adottare azioni in questo campo nel rispetto del principio di sussidiarietà.

In particolare l'art. 194, par. 1, del TFUE stabilisce che, nel quadro dell'instaurazione o del funzionamento del mercato interno, la politica energetica europea è intesa, in uno spirito di solidarietà tra gli Stati membri, a garantire il funzionamento del mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione, nonché a promuovere il risparmio energetico e l'efficienza energetica, lo sviluppo di energie rinnovabili⁶¹ e l'interconnessione delle reti energetiche⁶².

⁵⁹ Sul punto si veda Z. Brocka Balbi, M. Barra, *Mercato interno dell'energia elettrica e servizi pubblici: la tutela dei piccoli clienti finali in Italia*, in *Diritto del Commercio Internazionale*, 2007, n. 4, 770; R. Manfrellotti, *Regolazione comunitaria del mercato dell'energia e tutela delle posizioni soggettive dei singoli: considerazioni generali*, in *Il Governo dell'energia dopo Fukushima. Indirizzi europei ed evoluzione delle politiche nazionali*, cit., 69 ss.

⁶⁰ Nella sua formulazione originaria il TCE non contemplava alcuna competenza in materia di energia. Si è parlato del c.d. "paradosso dell'energia" con riferimento alla perdurante assenza nei Trattati istitutivi di un esplicito riferimento a politiche energetiche comuni, nonostante la presenza di istituzioni come la Ceca e l'Euratom. Sul punto si veda G. Rossi, *Il settore dell'energia nel contesto europeo. Problemi giuridici ed istituzionali*, in D. Velo (a cura di), *La cooperazione rafforzata e l'Unione economica. La politica europea dell'energia*, Milano, 2007, 147.

L'Atto Unico europeo non contiene norme che riguardano espressamente l'energia, ma opera una revisione di carattere generale, con la conseguenza che si deve proprio al lavoro della Commissione europea, che ha fermamente perseguito l'obiettivo di attuare il mercato interno entro il 1992, il merito di aver considerato le fonti di energia una parte integrante di tale mercato. In altri termini l'Atto Unico, pur non contemplando l'energia fra le materie di competenza della Comunità europea, ha fornito agli organi comunitari gli strumenti necessari per l'affermazione di una politica energetica a livello europeo, attraverso il riconoscimento della possibilità di dettare misure per l'avvicinamento delle legislazioni degli Stati membri ai fini della realizzazione del mercato interno. È poi con il Trattato di Maastricht che alle istituzioni sovranazionali è stata attribuita una competenza in tema di energia, allo scopo di favorire lo sviluppo di reti transeuropee. In proposito si veda E. Grippo, F. Manca, *Manuale breve di diritto dell'energia*, Padova, 2008, 42.

⁶¹ L'integrazione tra politica energetica e politica ambientale rappresenta una delle sfide più innovative e decisive dell'iniziativa dell'Unione europea. La relazione tra tali settori non deve essere declinata in termini di subalternità dell'una all'altra, ma intesa come un'alleanza feconda convergente verso i medesimi obiettivi. Sul punto si veda M. Cocconi, *E se l'energia tornasse allo Stato? Gli effetti nocivi del decentramento e le ragioni di un ritorno al centro*, in www.amministrazioneincammino.luiss.it, 30 marzo 2017, 4.

⁶² Il formale ingresso dell'energia fra le competenze esplicite delle istituzioni europee è stata essenzialmente il frutto della convinzione che le finalità della politica energetica relative alla tutela dell'ambiente e alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico assumessero sempre più una dimensione transnazionale e che il conseguimento delle stesse fosse condizionato da un loro esercizio a livello ultrastatale. Attraverso un'applicazione dinamica e positiva del principio di sussidiarietà si è, quindi, riconosciuta l'esistenza di interessi transnazionali che non possono essere disciplinati in modo soddisfacente dagli Stati membri e che, a causa della loro dimensione non solo nazionale, possono essere meglio perseguiti a livello comunitario. Ciò ha giustificato la progressiva ascesa in sede europea della politica energetica, la quale, in ragione della compresenza di

L'art. 194, par. 2, del TFUE, riconosce comunque il “diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra le varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico”. Da quest'ultima disposizione si evince che gli Stati membri preservano la loro piena sovranità sull'offerta di energia e sulle modalità interne o estere con cui farvi fronte, cosicché rimane irrisolto l'interrogativo su come sia possibile conciliare questa prerogativa esclusiva statale con l'obiettivo di pervenire ad un'effettiva integrazione dei mercati nazionali nel mercato unico europeo⁶³.

Le misure riconducibili ai tre pilastri della politica energetica europea, competitività, sicurezza e sostenibilità, se da un lato, hanno inciso sui sistemi energetici nazionali, dall'altro, non sono state in grado di realizzarne il principio ispiratore, cioè il completamento del mercato interno, calendarizzato dal Consiglio europeo per la fine del 2014⁶⁴. Ciò è dimostrato dalla circostanza che allo stato attuale l'Europa dell'energia si configura come una sommatoria di mercati nazionali tra loro debolmente interconnessi, con scambi fisici rimasti irrilevanti e un'ampia divergenza dei prezzi interni soprattutto con riguardo all'elettricità⁶⁵.

La politica energetica europea è internamente “inconsistente”, in quanto frammentata in una miriade di differenti declinazioni nazionali; priva di credibilità, a causa dell'incapacità di tener conto delle situazioni reali con le quali essa dovrebbe, invece, confrontarsi; inefficace, nella misura in cui non è in grado di raggiungere gli obiettivi prefissati. In sostanza il “*single market*” appare ancora un miraggio lontano nel settore dell'energia⁶⁶.

L'inadeguatezza della politica energetica europea risulta massimamente evidente se si considera il nodo cruciale della tutela dei consumatori, i quali avrebbero dovuto essere i principali beneficiari dell'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Invero l'obiettivo fondamentale del disegno che era alla base della politica energetica europea, cioè quello di garantire la competitività delle economie nazionali e la disponibilità di energia a prezzi accessibili, può ritenersi totalmente mancato⁶⁷. All'aumento di oltre tre volte dell'*energy bill* netto con l'estero dell'Unione europea, con il passaggio dai

molteplici interessi pubblici che devono essere oggetto di bilanciamento con l'esigenza di liberalizzazione del mercato dell'energia, ha acquisito un carattere “trasversale”. In proposito si veda M. Cocconi, *E se l'energia tornasse allo Stato? Gli effetti nocivi del decentramento e le ragioni di un ritorno al centro*, cit., 5; si veda N. Aicardi, *Energia*, in M.P. Chiti, G. Greco, (a cura di), *Trattato di diritto amministrativo europeo*, Tomo II, Milano, 2007, 1012; F. Donati, *La Roadmap 2050 e la governance europea dell'energia*, in *Rivista della Regolazione dei mercati*, 2014, n. 1, 71, disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it.

⁶³ Al riguardo si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 54.

⁶⁴ Consiglio europeo, *Conclusioni*, 4 febbraio 2011, punto n. 4.

⁶⁵ L. De Paoli, *Le riforme du marché de l'électricité en Europe: que bilan?*, in “*Economies et Sociétés*”, 2013, 12.

⁶⁶ In questo senso si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 55.

⁶⁷ Sul punto si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 59.

133 miliardi di euro del 2001 ai 422 miliardi di euro del 2012 determinato dalla combinazione di maggiori quantità importate, mutato *mix* e maggiori prezzi medi, si è associata una crescente divaricazione nei prezzi energetici rispetto alle aree territoriali con cui la stessa Unione europea compete.

L'aumento del costo dell'energia ha avuto una forte ripercussione sul benessere dei consumatori. Come osservato dalla Commissione europea nei suoi *benchmarking* sulla liberalizzazione dei mercati energetici, «nonostante i grandi progressi e i grandi risultati conseguiti» sul piano economico, sul versante della protezione dei consumatori i risultati sono negativi. In particolare si attesta che «la soddisfazione dei consumatori è scarsa, persino negli Stati membri in cui il mercato dell'energia è già abbastanza competitivo»⁶⁸.

Questi limiti della politica energetica europea sono accentuati dal generalizzato ritorno degli Stati all'adozione di politiche nazionali, spesso tra loro conflittuali. In sintesi: più Stato e meno mercato⁶⁹; più regolazione e meno concorrenza; più politiche nazionali e meno politiche comuni⁷⁰.

In proposito la Commissione europea ha osservato che «la creazione del mercato interno dell'energia elettrica ha modificato la funzione dell'intervento pubblico, ma non ne ha eliminato la necessità per garantire la parità di condizioni, ovviare ai fallimenti di mercato, promuovere lo sviluppo tecnologico e l'innovazione e, più in generale, per aiutare il mercato a dare i segnali di investimento adeguati. Con lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica è emersa una serie di problemi che possono giustificare l'intervento pubblico»⁷¹.

In data 25 febbraio 2015 la Commissione europea ha adottato una comunicazione sull'«Unione dell'Energia», in cui si definiscono le priorità in materia di energia per il periodo 2015-2020, tra le quali rileva la piena integrazione del mercato europeo dell'energia. In questo documento si evidenzia che la completa e rigorosa applicazione della normativa vigente nel settore dell'energia è fondamentale per edificare l'Unione dell'Energia. Pertanto in tale sede la Commissione europea si è ufficialmente impegnata ad assicurare che gli Stati membri ottemperino alla disciplina del Terzo Pacchetto Energia.

⁶⁸ Commissione comunità europee, *Rendere efficace il mercato interno dell'energia*, Com (2012), 0663 finale.

⁶⁹ In realtà quale sia il punto di equilibrio tra Stato e mercato, dato che quest'ultimo da sé non può bastare, è il quesito di fondo a cui sono chiamati a rispondere i Paesi europei. Quesito la cui soluzione non appare né facile né immediata, stante la loro incapacità di condividere un'effettiva comune politica, spesso limitandosi al mero perseguimento di interessi nazionali. In tal senso si veda A. Clò, *Conclusioni affatto conclusive*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 566.

⁷⁰ Così A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 54.

⁷¹ Commissione comunità europee, *Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica e sfruttare al meglio l'intervento pubblico*, COM (2013) 7243, Bruxelles, 5 novembre 2013, 4.

La realizzazione di un mercato interno dell'energia, che sia in grado di rimediare alla mancanza di coordinamento dei sistemi regolatori degli Stati membri e di garantire condizioni di omogeneità per lo svolgimento dell'attività delle imprese, impone di revisionare l'attuale assetto normativo e istituzionale. Invero il quadro giuridico delineato dal Terzo Pacchetto comunitario deve essere perfezionato: in particolare occorre rivedere il funzionamento dell'ACER e delle ENTSO e adottare le relative azioni pertinenti⁷².

Parimenti, dalle conclusioni del Consiglio del 19-20 marzo del 2015 – in cui sono state individuate le c.d. “*dimensioni*” della politica energetica e, precisamente, la sicurezza energetica, la solidarietà e fiducia, l'integrazione del mercato europeo dell'energia, l'efficienza energetica, la decarbonizzazione dell'energia, la ricerca, innovazione e competitività – si evince che la concreta attuazione di queste *dimensioni* passa attraverso lo sviluppo di una *governance* affidabile e trasparente⁷³.

3. La liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in Italia

3.1 L'avvio del processo di liberalizzazione negli anni novanta: il d.lgs. n. 79 del 1999, c.d. “Bersani”.

In Italia la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica ha ricevuto un impulso decisivo dal diritto comunitario, dato che la riforma del settore elettrico e l'apertura del mercato nazionale alla concorrenza sono stati realizzati mediante il recepimento nell'ordinamento interno della direttiva 96/92/CE⁷⁴ ad opera del d.lgs. n. 79 del 1999, c.d. “Bersani”⁷⁵. Si è così compiuta in modo irreversibile una doppia

⁷² Alcuni nodi cruciali non sono stati risolti dal Terzo Pacchetto, quali la mancanza di un'autorità europea di regolazione, che si riflette sulla configurazione dell'Acer quale agenzia, e la carenza di un'interconnessione transfrontaliera delle reti necessaria per la costituzione di un mercato energetico europeo. In tal senso si veda G. Maestro Buelga, M.A. Garcia Herrera, E. Virgala Foruria, *El mercado europeo de la energía: contradicciones y parajojas*, in G. Maestro Buelga, M.A. Garcia Herrera, E. Virgala Foruria, *La construcción del mercado europeo de la energía*, cit., 32 ss.

⁷³ Al riguardo si veda R. Miccù, *Regolazione e governo multilivello del mercato europeo dell'energia*, cit., 11.

⁷⁴ Allo scopo di istruire il dibattito sul recepimento della direttiva 96/92/CE, il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, con decreto ministeriale del 24 settembre 1996, ha istituito la c.d. “Commissione Carpi”, ovvero una commissione consultiva per l'individuazione di metodi, procedure, priorità e scelte di merito più idonee a promuovere la liberalizzazione nel mercato nazionale dell'energia elettrica, la progressiva concorrenza tra i produttori e le migliori garanzie a favore degli utenti. In data 28 gennaio 1997 la suddetta Commissione ha approvato un documento recante “*Le linee guida per il recepimento della direttiva dell'Unione europea sul mercato interno dell'elettricità e per la riforma del settore elettrico italiano*”. In proposito si veda L. De Paoli, *Alcune ragioni della proposta di riforma del sistema elettrico italiano*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1997, 764.

⁷⁵ Tale decreto è stato adottato in conformità all'art. 36 della l. n. 128 del 1998, in cui si disponeva che “*al fine di promuovere la liberalizzazione del settore energetico, il Governo è delegato ad emanare, entro un anno dalla data di entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi, per dare attuazione alla direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e a ridefinire conseguentemente tutti gli aspetti rilevanti del sistema elettrico nazionale*”.

transizione: la prima, consistente nel passaggio da un sistema nazionale a un sistema europeo; la seconda, consistente nel passaggio da un regime di monopolio pubblico ad un regime di concorrenza.

Il decreto Bersani, in conformità alle indicazioni contenute nella direttiva 96/92/CE, opera una netta distinzione tra segmenti della filiera elettrica sottoposti ad un processo di graduale liberalizzazione⁷⁶ e segmenti in cui continuano a permanere regimi di concessione o di riserva di attività. Invero l'incisività dell'intervento di liberalizzazione ed il grado di apertura del mercato alla concorrenza differiscono a seconda che il comparto del ciclo produttivo sia quello della generazione, della trasmissione e del dispacciamento⁷⁷, della distribuzione dell'energia elettrica agli utenti finali⁷⁸. Infatti l'art. 1 del decreto Bersani stabilisce che:

- le attività di produzione, importazione, esportazione e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico previsti nel medesimo provvedimento;
- le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale⁷⁹;
- le attività di distribuzione sono svolte in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato⁸⁰.

La definizione di tale assetto dell'industria elettrica comporta che il generale regime di riserva inizialmente collocato in capo all'Enel e poi retrocesso allo Stato, ma con contestuale ed integrale

⁷⁶ In funzione propedeutica alla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, l'Autorità garante per l'energia elettrica e il gas, con la delibera n. 99 del 22 settembre 1997, ha avviato il procedimento per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, ai sensi dell'art. 12, co. 12, lett. f), della l. n. 481 del 1995. Le finalità della suddetta direttiva sono le seguenti:

- separare sotto il profilo amministrativo e gestionale le attività delle imprese integrate operanti nel comparto, in modo da evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza, promuovendo l'efficienza e un adeguato livello di qualità del servizio;
- rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti giuridici operanti nel settore dell'energia elettrica;
- fornire alla stessa Autorità il supporto informativo di base per esercitare i compiti di regolazione, consentendo la verifica dei costi delle prestazioni e assicurando la loro corretta disaggregazione e imputazione.

⁷⁷ Il dispacciamento consiste nella gestione dei flussi di energia elettrica sulle reti, che si è resa necessaria in mancanza della possibilità di immagazzinare l'energia e della conseguente esigenza di creare un sistema che consenta di produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende), in modo da favorire un costante equilibrio tra domanda e offerta. Sul punto si veda S. M. Sambri, M. Mengassini, *Le attività up-stream nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale*, in *Il Diritto dell'Energia*, cit., 397 ss.

⁷⁸ Al riguardo si veda G. Telese, *Il mercato dell'energia elettrica in Italia dalla nazionalizzazione alla graduale apertura alla concorrenza*, in L. Ammannati, (a cura di) *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, cit., 37.

⁷⁹ In proposito si veda P. Cirielli, *La trasmissione dell'energia elettrica in Italia*, in *Quaderni del Giornale di Diritto Amministrativo*, n. 11, 2005.

⁸⁰ Sul punto si veda G. Ciammaglicchella, *L'attuazione concreta del Decreto Bersani sull'energia elettrica: il punto di vista dell' esercente, con particolare riferimento al riassetto delle attività di distribuzione*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1999, 753 ss.; G. Di Gaspare, *Il mercato comunitario dell'energia elettrica e la concessione di distribuzione dopo il D.Lgs. n. 79 del 1999*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2001, 29 ss.

concessione alla suddetta società delle attività riservate, venga parzialmente meno⁸¹, rimanendo circoscritto alle attività di trasmissione e dispacciamento⁸², cioè alla movimentazione dell'energia nelle grandi reti dall'immissione al trasporto⁸³.

La previsione contenuta nel d.lgs. n. 79 del 1999, secondo cui l'attività di produzione, importazione, esportazione e vendita di energia elettrica è libera, non è tuttavia da sola sufficiente a garantire che nel mercato si sviluppi una *workable competition*. Per questo motivo il decreto Bersani individua un "doppio mercato" dal lato della domanda: un mercato "vincolato" formato dai clienti "vincolati"⁸⁴ e basato su un sistema di tariffa unica ed un parallelo mercato "libero" formato dai clienti "idonei", la cui dimensione inizialmente prevista per una quota del 25 per cento è destinata ad aumentare negli anni successivi. Nella prima fase di liberalizzazione del mercato elettrico lo sviluppo concorrenziale è quindi legato al progressivo ampliamento di quegli utenti che, in quanto appartenenti alla categoria dei clienti idonei, possono stipulare contratti di fornitura di energia elettrica con produttori e distributori da loro liberalmente scelti⁸⁵. Il decreto Bersani stabilisce un progressivo abbassamento della soglia minima dei

⁸¹ Il d.lgs. n. 79 del 1999 liberalizza le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, riconducendole nell'ambito del libero mercato e attribuendole alla libera iniziativa economica privata. Il decreto Bersani fa dunque transitare l'erogazione dell'energia elettrica dal campo di applicazione dell'art. 43 della Costituzione (riserva originaria e gestione monopolista pubblica) a quello del primo comma dell'art. 41 della Costituzione (attività libera nel dominio dell'impresa privata sebbene in un quadro di regolamentazione pubblica). Ciò nel duplice presupposto che i vincoli che determinavano l'assetto monopolistico del mercato fossero stati superati dai progressi tecnologici e che l'introduzione di un regime concorrenziale determinasse una maggiore efficienza, la riduzione dei prezzi e, quindi, un apprezzabile vantaggio sociale sia per i cittadini (divenuti clienti di un servizio privato), sia per il sistema imprenditoriale del Paese che - fruendo di costi minori per l'approvvigionamento energetico - avrebbe potuto accrescere la sua produttività sui mercati internazionali e generare un ulteriore beneficio indiretto per la collettività nazionale. Sul punto si veda C. Iannello, *Il "diritto alla fornitura di energia elettrica" tra "iniziativa economica", "concorrenza" e "utilità sociale"*, in L. Chieffi, F. Pinto (a cura di), *Il Governo dell'energia dopo Fukushima. Indirizzi europei ed evoluzione delle politiche nazionali*, cit., 111.

⁸² Dall'art. 1 del d.lgs. n. 79 del 1999 emerge la complessità del nuovo sistema, caratterizzato dalla coesistenza di attività libere, attività riservate e concessioni. Si assiste quindi a una miscela di liberalizzazione, concorrenza per il mercato nella fase della distribuzione locale, ma anche di conservazione, sebbene in misura ridotta rispetto al passato, di un ambito di attività riservata, oggetto di affidamento tramite il classico istituto della concessione, che prima copriva l'intero servizio pubblico. L'affermazione secondo la quale il processo di liberalizzazione dell'energia elettrica avrebbe soppiantato il regime di riserva alla mano pubblica non corrisponde perciò con esattezza al dato normativo che presuppone al contrario la coesistenza del vecchio e del nuovo regime. Proprio la riserva alla mano pubblica della rete costituisce il presupposto e la garanzia di un assetto concorrenziale; paradossalmente, dunque, la rete, ossia l'elemento strutturale del monopolio naturale, assurge nel nuovo sistema a condizione necessaria affinché sia possibile praticare la concorrenza. In proposito si veda E. Grippo, F. Manca, *Manuale breve di diritto dell'energia*, cit., 35 ss.

⁸³ In proposito si veda M. D'Alberti (a cura di), *Concessioni e concorrenza*, nella Collana "Temi e Problemi" dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, n. 8, 1998, disponibile su www.agcm.it.

⁸⁴ Il mercato vincolato è costituito dai clienti domestici e dagli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che non possono stipulare contratti di fornitura liberamente con i produttori nazionali ed esteri.

⁸⁵ In particolare sono definiti "clienti idonei": gli utenti finali con consumi annui non inferiori a 30 GWh; le imprese di distribuzione o i grossisti che hanno stipulato contratti di fornitura con clienti idonei; le imprese costituite in forma societaria, le imprese consorziate, i gruppi di imprese ed altre associazioni tra imprese previste, a condizione che esse rispettino i limiti minimi di consumo indicati nel d.lgs. n. 79 del 1999; i soggetti che sono considerati idonei negli altri Stati membri relativamente ai consumi effettuati nel Paese terzo.

consumi originariamente fissata in 30 GWh: infatti dal 1° gennaio 2000, il livello dei consumi è stato ridotto a 20 GWh e dal 1° gennaio 2002 esso è stato ulteriormente ridotto a 9 GWh, al fine di stimolare una maggiore domanda di elettricità da parte di produttori liberalmente scelti attraverso l'ampliamento degli utenti rientranti nella categoria dei clienti idonei⁸⁶.

Sotto il profilo del riassetto proprietario e, in considerazione della posizione dominante detenuta dal monopolista pubblico Enel, l'art. 8, co. 1, del d.lgs. n. 79 del 1999 prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2003, a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia. Nel caso in cui tale soglia, calcolata come media triennale, venga superata, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato adotta i provvedimenti sanzionatori di cui all'art. 15 della l. n. 287 del 1990⁸⁷.

La separazione orizzontale di Enel, mediante l'imposizione del tetto *antitrust* alla quota di produzione, ha rappresentato un'operazione necessaria, nonché inedita in Italia. Infatti la separazione si è imposta in funzione della creazione artificiale, tipica della regolamentazione pro-concorrenziale, di una struttura pluralistica dell'offerta caratterizzata dalla presenza di una molteplicità di operatori in concorrenza tra loro nella fase della generazione⁸⁸. Inoltre, per la prima volta è stato introdotto un tetto alla quota di produzione in vista di una riorganizzazione strutturale in senso concorrenziale di un settore, sottoposto a regime di monopolio pubblico. Il carattere inedito dell'operazione emerge in maniera ancora più evidente qualora si consideri che, con la previsione dell'imposizione del suddetto tetto *antitrust*, il decreto Bersani è andato ben oltre il dettato della direttiva 96/92/CE, che nulla stabiliva sul punto, mostrando la decisiva volontà del legislatore italiano di rivedere l'intero assetto del settore dell'energia elettrica, attraverso il ridimensionamento del potere di mercato dell'operatore dominante, vale a dire di Enel⁸⁹.

La fissazione di un tetto *antitrust* ha comportato per Enel l'obbligo di cedere, entro il 1° gennaio 2003, non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva e di predisporre, entro centoventi giorni dall'entrata in vigore del d.lgs. n. 79 del 1999, un piano per la cessione degli impianti, secondo quanto previsto dall'art. 8, co. 2, del suddetto decreto. Inoltre quest'ultima disposizione stabilisce che

⁸⁶ Cfr. art. 14 del d.lgs. n. 79 del 1999.

⁸⁷ Al riguardo si veda F. Di Porto, *Il c.d. "tetto antitrust" alla generazione di energia elettrica. Nuovi poteri all'Autorità garante della concorrenza e del mercato*, in *Concorrenza e mercato*, 2001, 367.

⁸⁸ L'esperienza inglese di liberalizzazione aveva dimostrato che la mera pluralità di soggetti non è sufficiente di per sé a garantire l'instaurazione di un sistema competitivo, essendo altresì necessario che gli operatori non siano troppo sproporzionati tra loro dal punto di vista dimensionale.

⁸⁹ In questo senso si veda F. Di Porto, *Il Decreto Bersani* (D.lgs. n. 79/99). *Profili pro-concorrenziali della riforma del mercato elettrico*, in *Concorrenza e mercato*, 2000, 407 ss., spec. 423-424.

L'approvazione del piano, nonché la scelta delle modalità di alienazione, devono essere determinate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, di concerto con il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. Al riguardo va evidenziato che la complessa procedura di dismissione della potenza eccedente la soglia *antitrust* ha comportato la predisposizione da parte di Enel di un piano di cessione di impianti soggetto ad approvazione governativa, proprio in ragione dell'importanza strategica dei siti produttivi da destinare alla vendita nel processo di apertura del mercato elettrico alla concorrenza⁹⁰.

In data 29 ottobre 1999 Enel S.p.A. ha provveduto alla costituzione di tre nuove società, Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A., alle quali ha conferito le centrali elettriche che producevano nel loro complesso energia per circa 15.000 MW, in conformità al Piano di cessione, approvato dal Governo, ai sensi dell'art. 1 del D.P.C.M. del 4 agosto 1999. In data 25 gennaio 2000 il Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica e il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato hanno poi emanato un decreto recante "*Modalità di alienazione delle partecipazioni detenute dall'Enel S.p.A. in Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A.*", in cui si stabilivano i criteri da seguire per procedere alla vendita delle tre suindicate società alle quali Enel aveva conferito gli impianti dismessi. In particolare tale decreto prevedeva la cessione degli impianti, mediante trattativa diretta tra Enel e i potenziali acquirenti, sotto la supervisione del Comitato per le privatizzazioni, al fine di creare un azionariato stabile per le tre menzionate società. Per Eurogen, la società più grande, si prefigurava la possibilità di pervenire parallelamente ad un'offerta pubblica di vendita.

Elettrogen S.p.A. (ora Endesa Italia S.p.A.) è stata ceduta nel settembre 2001 al consorzio guidato dall'operatore elettrico spagnolo, Endesa⁹¹. L'accordo è stato raggiunto, dopo che, a seguito dello svolgimento dell'asta competitiva in data 23 luglio 2001, l'operazione ha ottenuto il giudizio favorevole della Commissione europea, chiamata a pronunciarsi sul potenziale impatto anticoncorrenziale dell'operazione. Eurogen S.p.A. è stata ceduta al consorzio Edipower⁹² il 31 maggio 2002. Anche in questo caso si è pervenuti alla definizione dell'operazione dopo che, a seguito dell'assegnazione mediante asta competitiva conclusasi il 17 marzo 2002, la Commissione europea ha espresso la propria valutazione positiva sull'intera operazione il 3 maggio 2002.

⁹⁰ Sul punto si veda G. Telese, *Il mercato dell'energia elettrica in Italia dalla nazionalizzazione alla graduale apertura alla concorrenza*, cit., 38.

⁹¹ Gli altri due *partners* erano il Banco Santander e l'ASM Brescia.

⁹² Tra i maggiori *partners* figuravano l'operatore francese EDF, Edison, AEM di Milano e AEM di Torino.

L'ultima *generation company*, Interpower S.p.A., è stata definitivamente ceduta da Enel al consorzio societario facente capo alle società Energia Italiana, Electralabel ed Acea il 29 gennaio 2003, dopo che, a seguito dell'asta di assegnazione chiusasi il 12 novembre 2002, la Commissione europea ha rilasciato il parere favorevole sulla cessione il 23 dicembre 2002.

La vendita delle neocostituite società di produzione ha rappresentato un intervento finalizzato al passaggio a mani private della totalità del capitale sociale delle tre imprese, e strumentale alla liberalizzazione, nel senso di favorire l'ingresso forzato di nuovi soci e, quindi, di consentire l'accesso di nuovi operatori nel comparto produttivo con conseguente ridimensionamento della quota di mercato dell'Enel.

La procedura di cessione ad operatori indipendenti della capacità produttiva che eccede la soglia *antitrust* ha prodotto effetti diretti anche sulla domanda di elettricità. L'art. 10 della l. n. 57 del 2001 ha previsto che, entro novanta giorni dalla cessione da parte di Enel di una capacità produttiva non inferiore a 15.000 MW, la qualifica di cliente idoneo debba essere riconosciuta ai soggetti con consumi annui non inferiori a 100.000 MWh. Dato che la procedura di cessione di Interpower si è perfezionata il 29 gennaio 2003, è da reputare che a partire da tale data sia decorso il periodo di novanta giorni per l'entrata a regime della nuova soglia di idoneità, ridotta da 9 Gwh annui (pari a nove milioni di Kwh) a 100.000 Kwh.

Il decreto Bersani, oltre a liberalizzare il mercato per i clienti idonei, predispone alcuni strumenti finalizzati ad assicurare che gli interessi dei clienti vincolati non siano pregiudicati dall'apertura del mercato elettrico alla concorrenza. In tal senso viene prevista l'istituzione dell'Acquirente Unico⁹³ che assume la forma giuridica di una società per azioni senza fini di lucro, costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale ed a cui, previa autorizzazione del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, possono partecipare le imprese di distribuzione con una quota azionaria di controllo diretto o indiretto non superiore al 10 per cento e senza che il Gestore ne perda il controllo. L'Acquirente Unico deve tendere all'equilibrio di bilancio e deve conformarsi agli indirizzi del Ministero

⁹³ Nella segnalazione AS154 del 5 novembre 1998 sullo schema di decreto di recepimento della direttiva 96/92/CE, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato aveva espresso una posizione contraria all'introduzione dell'Acquirente Unico, osservando che tale organismo non era necessario ai fini del soddisfacimento della domanda dei clienti vincolati e si traduceva in un appesantimento burocratico ed in un potenziale fattore di distorsione della concorrenza. Ad avviso dell'Antitrust, la fornitura del servizio elettrico ai clienti vincolati poteva essere più efficacemente realizzata mediante la stipulazione di contratti a medio e lungo termine tra le società di generazione e le società di distribuzione dell'energia agli utenti vincolati in una determinata area territoriale.

dell'Industria, Commercio e Artigianato⁹⁴. Ai sensi dell'art. 4 del d.lgs. n. 79 del 1999, il compito principale dell'Acquirente Unico è quello di rendere fruibile ai clienti vincolati una disponibilità di energia elettrica in condizioni di continuità sicurezza ed efficienza del servizio, nonché di parità di trattamento, anche dal punto di vista tariffario. L'Acquirente Unico è, quindi, il soggetto giuridico che, in regime di accesso regolamentato, assicura la fornitura del servizio pubblico elettrico a tutti gli utenti che non possono approvvigionarsi nel mercato libero⁹⁵. A tale scopo l'Acquirente Unico acquista energia elettrica dai produttori secondo piani previsionali della domanda e stipula con i distributori locali contratti di fornitura di elettricità, in base ai quali gli stessi distributori hanno l'obbligo di rifornire nelle rispettive aree di competenza, i clienti vincolati a condizioni non discriminatorie e secondo una tariffa unica nazionale fissata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. In definitiva l'Acquirente Unico rappresenta “una sorta di intermediario obbligato - quasi una centrale di acquisto – tenuto a comprare e a rivendere elettricità da e a soggetti già individuati⁹⁶”.

Allo scopo di evitare abusi di posizione dominante e di prevenire comportamenti anticoncorrenziali, l'art.1, co. 4, del decreto Bersani, recependo le indicazioni contenute nella direttiva 92/96/CE in tema di separazione contabile delle imprese verticalmente integrate, stabilisce che le imprese operanti nella produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica possono svolgere attività diverse, a patto che garantiscano una separazione contabile ed amministrativa tra le diverse attività. In proposito l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la delibera dell'11 maggio 1999, ha precisato che la separazione contabile ed amministrativa si applica all'impresa che svolge molteplici attività del comparto elettrico (multiprodotto), ovvero che opera anche in settori diversi (multimercato), ed indipendentemente dalla sua forma giuridica⁹⁷. In ordine all'applicazione delle disposizioni di carattere generale, contenute nel co. 4 del citato art. 1 del d.lgs. n. 79 del 1999, sono previste due eccezioni

⁹⁴ Al riguardo si segnala che il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato ha emanato in data 3 maggio 2001 una direttiva recante “*Indirizzi necessari alla società Acquirente Unico anche al fine di predisporre le strutture interne indispensabili alla sua operatività*”. Tali indirizzi sono rimasti sostanzialmente inapplicati finché il d.m. del 19 dicembre 2003 ha modificato le direttive precedenti, fissando l'inizio di operatività dell'Acquirente Unico dal 1° gennaio 2004, con notevole ritardo rispetto ai tempi per l'entrata in funzione di tale organismo previsti dal decreto Bersani.

⁹⁵ In proposito si veda F. Violati, *Il sistema elettrico in Italia prima e dopo la riforma*, in *Energia*, 2001, 2, 35.

⁹⁶ Sul punto si veda F. Di Porto, *Il Decreto Bersani* (D.Lgs. n. 79/99). *Profili pro-concorrenziali della riforma del mercato elettrico*, cit., 436.

⁹⁷ Con la delibera n. 11 del 2007 l'Autorità ha riaffermato il principio di: separazione amministrativa tra i vari rami delle imprese del settore, i quali devono essere gestiti autonomamente come se tali attività fossero esercitate da imprese separate, secondo un modello di indipendenza funzionale; separazione contabile, che prescrive l'adozione di sistemi di contabilità generale atti a rilevare la destinazione delle risorse delle imprese del settore in maniera separata in base alle diverse attività. In ordine alla separazione delle attività dell'impresa che gestisce la rete, va rilevato che l'Autorità ha il compito di “modificare la struttura dell'impresa che gestisce la rete e, in particolare, il suo essere verticalmente integrata, vale a dire presente anche nei segmenti della filiera aperti alla concorrenza”. Sul punto si veda F. Sclafani, L. Zanettini, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in www.astrid-online.it, 3.

relative alle imprese di distribuzione e all'Enel. In particolare per le imprese di distribuzione è stabilita la separazione societaria, cioè la costituzione di uno o più soggetti giuridici distinti, nel caso in cui l'impresa che effettua l'attività di distribuzione dell'energia sia proprietaria della rete distributiva e rifornisca più di 300.000 clienti⁹⁸.

L'art. 13 del decreto Bersani sancisce la trasformazione di Enel, da *ex* monopolista di Stato in una *holding* strutturata in distinte società separate, ciascuna operante in un diverso comparto della filiera produttiva. In attuazione di tale disposizione Enel S.p.A., nel maggio del 1999, dopo aver apportato le necessarie modifiche statutarie che le permettevano di operare quale *holding* industriale, ha costituito cinque società da essa interamente controllate:

- Erga S.p.A. (Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A.) per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Enel Distribuzione S.p.A. per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica ai clienti vincolati;
- Enel Trade S.p.A. per la commercializzazione di energia elettrica e la vendita ai clienti idonei;
- Terna S.p.A. (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A) per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione nazionale comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione;
- Sogin S.p.A. (Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A.) per l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse, nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato⁹⁹.

Successivamente Enel ha trasferito a tali società tutti i beni e i rapporti giuridici relativi all'oggetto delle loro attività, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

L'imposizione della separazione societaria, sia per Enel che per le imprese di distribuzione che superano la soglia dei 300.000 clienti finali, conferma che il legislatore nazionale ha recepito la disciplina comunitaria in senso proconcorrenziale, adeguandola alle caratteristiche peculiari del mercato interno. Invero la direttiva 96/92/CE imponeva solo l'obbligo della separazione contabile, non facendo riferimento né alla separazione amministrativa-gestionale né a quella societaria¹⁰⁰.

⁹⁸ Cfr. art. 9, co. 7, del d.lgs. n. 79 del 1999.

⁹⁹ Le azioni della suddetta società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica.

¹⁰⁰ La direttiva 96/92/CE, prevedendo il riordino in chiave competitiva del mercato interno senza trascurare la connotazione di servizio pubblico della fornitura di energia elettrica e il carattere strategico del settore per i sistemi

In ordine all'abbattimento del monopolio detenuto da Enel, rilevano due tappe significative costituite dal completamento della procedura di cessione delle centrali nell'osservanza dei tetti *antitrust* con il conseguente ingresso di operatori terzi nel mercato ed il sensibile abbassamento a 100.000 KWh della soglia di consumi necessaria per ottenere lo *status* di clienti idonei.

Al di là di questi elementi di apertura del mercato, l'attuazione a livello nazionale della direttiva 96/92/CE ha mostrato la tendenza dell'Italia a perseguire una strategia di adeguamento essenzialmente formale ai vincoli comunitari concernenti il processo di liberalizzazione del settore elettrico. Infatti il legislatore nazionale ha assunto un comportamento a metà strada tra l'adesione al nuovo modello organizzativo imposto dalla liberalizzazione del mercato elettrico e la salvaguardia della posizione originariamente detenuta dall'*ex* monopolista pubblico, vale a dire da Enel¹⁰¹.

Ad esempio, sebbene l'art. 8 del d.lgs. n. 79 del 1999 abbia previsto in capo ad Enel l'obbligo di ridurre al 50 per cento la quota di energia importata e prodotta in Italia, il piano di dismissione da parte dello Stato delle centrali elettriche ha permesso alla società di conservare il controllo sugli impianti in modo da influenzare il prezzo all'ingrosso dell'elettricità, con la conseguenza che i produttori concorrenti si sono trovati in una posizione di subalternità rispetto all'*ex* monopolista¹⁰². Ulteriori vantaggi a favore dell'Enel sono poi derivati dal mantenimento della proprietà della rete di trasmissione, disposta dall'art. 3 del decreto Bersani e dal prolungamento fino al 2030 delle concessioni per il servizio di distribuzione, disposto dall'art. 9 del medesimo decreto.

In sostanza la disciplina dettata dal d.lgs. n. 79 del 1999 ha, da un lato, favorito la competizione tra una pluralità di produttori, mediante l'imposizione all'Enel dei suindicati tetti di produzione e di importazione dell'energia elettrica, dando luogo ad una distribuzione più "simmetrica" e, quindi, meno concentrata dell'offerta; dall'altro la suddetta normativa, nell'incapacità di realizzare una separazione

economici nazionali, ha costituito un punto di riferimento fondamentale per l'adattamento dei principi comunitari alla particolare situazione italiana. Il legislatore nazionale non si è limitato a trasporre pedissequamente la normativa europea ma si è mostrato attento ad introdurre disposizioni volte a promuovere un'effettiva concorrenza nei settori oggetto di liberalizzazione, sebbene l'apertura del mercato abbia interessato solo le fasi di generazione e vendita e, quindi, una porzione del comparto dell'energia elettrica. In proposito si veda F. Di Porto, *Il Decreto Bersani (D.Lgs. n. 79/99). Profili pro-concorrenziali della riforma del mercato elettrico*, cit., 461.

¹⁰¹ E. Utkin, *Liberalizzazioni, sempre a metà del guado?*, 26 ottobre 2010, disponibile su www.brunoleoni.it.

¹⁰² In proposito va rilevato che, nella segnalazione AS154 del 1998 sullo schema di decreto di recepimento della direttiva 96/92/CE, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, con riguardo alle modifiche strutturali da apportare alla struttura industriale dell'*ex* monopolista pubblico, aveva evidenziato come Enel, a seguito dell'imposizione del tetto *antitrust* del 50 per cento dell'energia elettrica prodotta, avrebbe continuato a detenere un potere di mercato, con la conseguente possibilità di porre in essere pratiche distorsive della concorrenza e di configurare un abuso di posizione dominante. Pertanto l'Autorità suggeriva di adottare misure più incisive finalizzate a ridurre il tetto massimo del 50 per cento dell'energia producibile da un singolo operatore, prevedendo un programma dettagliato, sotto il profilo sia procedurale che temporale, nonchè giuridicamente vincolante per la dismissione della capacità produttiva eccedente il tetto *antitrust*.

totale tra rete e gestione del servizio, ha lasciato che il principale operatore continuasse ad esercitare un'influenza determinante sulle decisioni di investimento infrastrutturale¹⁰³.

In proposito giova sottolineare come l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella segnalazione AS154 sullo schema di decreto di recepimento della direttiva 96/92/CE, abbia osservato che “per assecondare il decollo di un'effettiva concorrenza nella fase della generazione, capace di servire la quota di mercato liberalizzata, occorre garantire alle imprese produttrici un accesso non discriminatorio alla rete di trasmissione. Nel caso italiano, il processo di liberalizzazione del mercato muove da condizioni di partenza caratterizzate da una completa integrazione verticale dell'impresa dominante, che esercita un elevato potere nella fase della generazione e della trasmissione”. Ciò porta a sostenere che, sebbene sia stato conseguito un incremento nell'offerta di elettricità, quest'ultimo non è derivato da un'effettiva spinta competitiva, e che il settore elettrico non risulta ancora caratterizzato dal libero gioco della concorrenza, dato che il mercato a monte si presenta particolarmente concentrato.

3.1.1 Il regime giuridico delle attività elettriche

Come visto nel decreto Bersani, mentre la fase della produzione dell'energia elettrica è interessata da una liberalizzazione parziale, che è cioè limitata alla fornitura dei clienti idonei, le fasi di trasmissione e dispacciamento continuano ad essere sottoposte ad un regime di riserva. Tale scelta del legislatore nazionale si giustifica in base al carattere di monopolio naturale della rete di trasmissione elettrica. Infatti, non risultando conveniente la duplicazione della rete di trasmissione nazionale e comportando la creazione di una pluralità di reti tra loro interconnesse inefficienze sul piano tecnico, si è optato a favore del mantenimento di una sola rete di trasmissione di proprietà dell'Enel, regolamentando l'accesso dei soggetti all'infrastruttura fisica, ovvero alla rete elettrica¹⁰⁴, necessaria alla fornitura dei servizi elettrici¹⁰⁵.

In quest'ottica il d.lgs. n. 79 del 1999, nel conservare in capo allo Stato la riserva della fase di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, prevede l'attribuzione in concessione di tali attività

¹⁰³ In tal senso si veda M. Grillo, *Infrastrutture a rete e liberalizzazione delle public utilities*, in C. De Vincenti, A. Vigneri (a cura di), *Le virtù della concorrenza. Regolazione e mercato dei servizi di pubblica utilità*, Bologna, 2006, 284.

¹⁰⁴ Tra le possibili alternative di modalità di accesso alla rete elettrica previste dalla direttiva 96/92/CE, rappresentate dall'accesso negoziato, dall'accesso regolamentato e dall'Acquirente Unico, il legislatore italiano ha dunque optato per la seconda soluzione.

¹⁰⁵ La regolamentazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali a tutti gli operatori a condizioni non discriminatorie, su cui nella dottrina *antitrust* è stata elaborata l'“*essential facility doctrine*”, costituisce nei servizi c.d. “a rete” una condizione necessaria per l'apertura concorrenziale sul mercato. In proposito si veda G. Nizi, *Dalla teoria del monopolio naturale alla “essential facility doctrine”*: nuove forme di regolazione nel settore dell'energia, in L. Ammannati (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, cit., 343.

ad un soggetto denominato “Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale” (GRTN)¹⁰⁶, che assume la forma giuridica di società per azioni¹⁰⁷.

In conformità all’art. 3, co. 4, del decreto Bersani - in cui si stabilisce che GRTN S.p.A. è una società che deve essere costituita da Enel, soggetto proprietario della rete, entro trenta giorni dall’entrata in vigore del suindicato provvedimento ed alla quale nei successivi sessanta giorni devono essere conferiti beni, rapporti giuridici e personale necessari all’esercizio della sua attività - in data 27 aprile 1999 Enel ha costituito GRTN S.p.A. ed in data 2 agosto 1999 è stato effettuato il conferimento delle attività di trasmissione e dispacciamento alla suddetta società.

Il controllo pubblico sulle attività di trasmissione e dispacciamento deriva dalla circostanza che le azioni della suindicata società sono attribuite a titolo gratuito al Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, che esercita i propri diritti di azionista di concerto con il Ministero dell’Industria, Commercio e Artigianato, il quale ha un potere di direttiva nei confronti del Gestore¹⁰⁸.

Le funzioni del Gestore della rete consistono essenzialmente nella gestione dei flussi di energia immessi nella rete e derivanti dagli impianti dei diversi produttori, nella garanzia dell’accesso alla rete ai soggetti che ne hanno diritto a condizioni paritarie e non discriminatorie; nell’obbligo di effettuare gli adempimenti finalizzati a garantire affidabilità, sicurezza ed efficienza della rete, deliberando gli interventi di manutenzione e sviluppo che saranno poi concretamente effettuati dal soggetto proprietario dell’infrastruttura essenziale. Inoltre risulta strumentale alla gestione dei flussi di energia l’attività di coordinamento del dispacciamento, nel senso che il Gestore deve provvedere al corretto bilanciamento tra la domanda e l’offerta di energia in modo da far fronte ad eventuali incrementi apicali della domanda o sopperire ad inefficienze contingenti della rete.

Con riguardo alle condizioni economiche di utilizzo della rete elettrica “amministrata” dal Gestore, va precisato che gli operatori interessati all’accesso e all’interconnessione alla rete (produttori, importatori, Acquirente Unico, grossisti, clienti idonei) corrispondono un prezzo per l’utilizzo dell’infrastruttura che

¹⁰⁶ In proposito giova rilevare che la separazione della proprietà della rete di trasmissione, posseduta da Enel, dalla gestione della stessa, affidata a GRTN, rappresenta un’anomalia del decreto Bersani. Tale misura, che fu imposta dalla necessità di sostenere il valore del titolo Enel all’epoca in cui era in corso il collocamento in borsa della società, costituisce un *unicum* nel panorama europeo.

¹⁰⁷ Con decreto del Ministro dell’Industria, Commercio e Artigianato del 17 luglio 2000 è stata data in concessione a GRTN l’attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica nel territorio nazionale.

¹⁰⁸ In data 21 gennaio 2001 il Ministero dell’Industria, Commercio e Artigianato ha adottato una direttiva contenente indicazioni generali sull’operatività del Gestore della rete ed un decreto che stabilisce l’assunzione della titolarità dei compiti da parte del Gestore responsabile delle attività di manutenzione e sviluppo, svolte in base a specifiche convenzioni con gli altri operatori proprietari delle reti.

costituisce lo strumento di finanziamento del Gestore¹⁰⁹. In sostanza nei confronti degli operatori del mercato elettrico, il Gestore svolge un servizio di vettoriamento dell'energia, rendendo possibile mediante la regolamentazione e il coordinamento dell'accesso, dell'interconnessione e dell'utilizzo della rete, il transito dell'energia generata dai produttori, importatori, grossisti e Acquirente Unico, fino ai siti dei clienti finali.

Nella disciplina dettata dal decreto Bersani la gestione del mercato dell'energia elettrica è affidata, oltre che al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e all'Acquirente Unico, ad un terzo soggetto, denominato Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME). Il Gestore del Mercato Elettrico è una società per azioni, che è stata costituita da parte Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale in data 27 gennaio 2000, in applicazione dell'art. 5, co. 1, del d.lgs. n. 79 del 1999, che prevedeva la sua istituzione entro nove mesi dall'entrata in vigore dello stesso. Il GME rappresenta il contrappunto "economico" delle funzioni tecniche svolte nella fase del dispacciamento dell'energia dalla società madre, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale¹¹⁰. Al GME spetta il compito di organizzare il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra i produttori, nonché di assicurare la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza¹¹¹. Inoltre il GME coordina e gestisce la domanda e l'offerta di energia in modo da disciplinare l'accesso dei produttori alla rete e l'immissione di energia elettrica secondo il "merito economico", cioè nel rispetto del canone di efficienza, valutato in termini di costi dei diversi impianti di generazione¹¹². Sulla base dell'incontro tra quantità e prezzi di domanda e di offerta, il GME determina il prezzo di equilibrio e l'ordine di attivazione delle centrali destinate ad immettere elettricità nella rete. La priorità di immissione nella rete è attribuita ai generatori che presentano offerte più vantaggiose.

La valutazione del merito economico degli operatori, con la conseguente attribuzione di priorità nell'immissione in rete dell'energia prodotta, doveva essere effettuata a partire dal 1° gennaio 2001, ai sensi di quanto disposto dall'art. 5 del decreto Bersani; infatti si prevedeva che fino a tale data ed, in via transitoria, fosse applicabile il regime del "dispacciamento passante", in base al quale i produttori

¹⁰⁹ Tale tariffa ha carattere unitario, in quanto la sua entità non dipende dall'ubicazione degli impianti e del cliente finale, proprio allo scopo di non creare discriminazioni in base alla collocazione geografica degli operatori. Inoltre la quota della tariffa che copre gli oneri generali del sistema è determinata in funzione decrescente rispetto all'aumento dei consumi.

¹¹⁰ In proposito si veda G.G. Gentile, *La riforma del settore elettrico: continuità e discontinuità dell'intervento pubblico*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1999, 294.

¹¹¹ La disciplina sulle modalità tecnico-economiche, in base alle quali il GME effettua l'organizzazione operativa del mercato dell'energia elettrica, è contenuta nel decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 9 maggio 2001.

¹¹² In sostanza il GME svolge un ruolo di "coordinatore del sistema" ponendo in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievi di energia in tempo reale. Sul punto si veda A. Crismani, E. Fonda, *Il funzionamento del mercato elettrico. Considerazioni alla luce delle recenti modifiche normative*, in *Rivista Giuridica dell'Ambiente*, 2009, 6, 901.

immettevano in rete l'energia elettrica a prescindere dal loro merito economico. Tuttavia, a causa di problemi tecnici connessi all'efficiente organizzazione di un mercato regolamentato, si sono accumulati notevoli ritardi per l'entrata in funzione del GME, che è avvenuta l'8 gennaio 2004. È stato così istituito dal 1° aprile 2004 il primo mercato all'ingrosso organizzato dell'elettricità in Italia, comunemente indicato come "borsa elettrica"¹¹³, che consente a produttori, consumatori e grossisti di stipulare contratti orari di acquisto e vendita di energia elettrica. In particolare la costituzione di una borsa elettrica risponde a due esigenze: stimolare la concorrenza nelle attività di produzione e vendita all'ingrosso potenzialmente competitive, attraverso la creazione di una "piazza del mercato", e favorire la massima efficienza nella gestione del dispacciamento dell'energia elettrica, mediante la creazione di mercati per l'acquisto dei servizi di dispacciamento. A differenza di altri mercati dell'energia, quello del GME, non è un mercato puramente finanziario finalizzato solo alla determinazione di prezzi e quantità, ma è un vero e proprio mercato fisico dove si definiscono i programmi di immissione e prelievo. In tutte le transazioni concluse il GME è controparte centrale dei produttori, grossisti e clienti finali che operano nel mercato.

La borsa elettrica, una volta divenuta completamente operativa, non comporta però che gli operatori siano obbligati ad effettuare transazioni esclusivamente nel mercato borsistico, essendo concessa la possibilità di stipulare contratti bilaterali¹¹⁴. In tal caso l'attività negoziale delle parti è oggetto di controllo da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che determina le clausole contrattuali da inserire nei suddetti accordi, fissa il corrispettivo da versare al Gestore della rete, nonché le specifiche tecniche per salvaguardare il funzionamento del settore elettrico, e autorizza, previo parere conforme del Gestore della rete, i contratti bilaterali stessi¹¹⁵.

Con riguardo alla distribuzione dell'energia elettrica agli utenti finali, nel d.lgs. n. 79 del 1999 si prevede che essa è un'attività non aperta alla concorrenza, il cui esercizio viene affidato in concessione alle imprese distributrici già operanti nel settore¹¹⁶. Le concessioni sono state rilasciate dal Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato entro il 31 marzo 2001 ed il loro termine di scadenza è fissato al 31 dicembre 2030, data a partire dalla quale il mercato della distribuzione potrà essere aperto a nuovi

¹¹³ La borsa elettrica è regolata dal Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, approvato dal decreto del Ministero delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003 e successive modificazioni.

¹¹⁴ Al riguardo si veda S. Policastro, *Il funzionamento della borsa elettrica*, in L. Ammannati (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, cit., 272.

¹¹⁵ Cfr. art. 6 del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹¹⁶ Per un esame approfondito della disciplina dell'attività di distribuzione contenuta nel decreto Bersani si veda G. De Nozza, *Prime note in merito alle norme di riforma dell'attività di distribuzione di energia elettrica*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1999, 313 ss.

operatori, considerato che il rilascio di nuove concessioni sarà effettuato in base allo svolgimento di gare da indire, in conformità alla disciplina nazionale e comunitaria sugli appalti pubblici, non oltre cinque anni dalla scadenza delle vecchie concessioni¹¹⁷.

L'attribuzione di un diritto di esclusiva, mediante rilascio di concessione, nell'esercizio dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica in un determinato ambito territoriale si configura come uno strumento attraverso cui gravare l'impresa concessionaria di obblighi di servizio pubblico¹¹⁸. A tale scopo il decreto Bersani pone in capo al distributore: l'obbligo di connettere alla rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta e di applicare nella fornitura di energia ai clienti vincolati la tariffa unica nazionale; l'obbligo di procedere agli interventi necessari di sviluppo della rete distributiva; di perseguire obiettivi di crescente efficienza energetica¹¹⁹.

I soggetti abilitati a richiedere il rilascio della concessione sono l'Enel e le imprese elettriche facenti capo agli enti locali, dato che esse esercitavano già l'attività di distribuzione nei rispettivi ambiti territoriali. In un'ottica di razionalizzazione del comparto della distribuzione il decreto Bersani prevede poi il rilascio di una sola concessione in ciascun ambito comunale. Inoltre, qualora sul territorio comunale operino più società di distribuzione, l'Enel e le altre imprese locali interessate - mediante una procedura che vede l'intervento del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato - hanno l'obbligo di formare un'aggregazione in modo che sussista nell'ambito comunale un solo concessionario dell'attività di distribuzione¹²⁰. Allo scopo poi di ridurre il potere di mercato dell'Enel nel segmento della distribuzione si è stabilito che, nell'ipotesi in cui le iniziative di aggregazione dei diversi operatori non vadano a buon fine, ovvero la proposta sia valutata negativamente dal Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, le società partecipate dagli enti locali, che in un determinato ambito comunale servono almeno il 20 per cento delle utenze, possono domandare all'Enel la cessione del ramo di azienda relativo allo svolgimento dell'attività di distribuzione in quel determinato territorio¹²¹.

Il d.lgs. n. 79 del 1999, al fine di favorire l'accorpamento dei distributori in ambiti territoriali contigui, riconosce poi la possibilità per le società degli enti locali, che riforniscono almeno 100.000 clienti finali,

¹¹⁷ Il decreto Bersani non contiene una disciplina puntuale con riguardo all'affidamento delle nuove concessioni limitandosi a delegare il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato a definire, con regolamento da adottarsi ai sensi dell'art. 17 della l. n. 400 del 1988, e sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le modalità, le condizioni e i criteri per il rilascio dei nuovi titoli abilitativi, nonché l'ambito territoriale in cui essi producono effetto.

¹¹⁸ Cfr. G.G. Gentile, *La riforma del settore elettrico: continuità e discontinuità dell'intervento pubblico*, cit., 1999, 294.

¹¹⁹ Cfr. art. 9 del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹²⁰ Cfr. art. 9, co. 3, del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹²¹ Va altresì rilevato che l'art. 9, co. 4, del d.lgs. n. 79 del 1999, nel fissare al 31 marzo 2001 la data entro la quale dovevano essere concluse le procedure di cessione dei rami di azienda dell'Enel, ha previsto che, in caso di mancato accordo tra le parti da raggiungersi entro il 30 settembre 2000, sia affidato ad un collegio di tre esperti il compito di assumere la decisione sui punti in cui le parti non sono pervenuti ad una posizione comune.

di attivarsi per procedere ad un'aggregazione con altri soggetti che operano in territori comunali confinanti, anche tramite richieste all'Enel della cessione del ramo di azienda.

Dall'analisi della riforma del comparto della distribuzione disciplinata dal decreto Bersani emerge che l'organizzazione dell'attività di distribuzione sulla base del rilascio di concessioni amministrative di durata trentennale ai soggetti già operanti nel mercato, ovvero a quelli derivanti da operazioni di aggregazione, presenta alcuni aspetti problematici. Al riguardo in dottrina si è osservato come l'istituto della concessione amministrativa sia da collegare ad una previa riserva statale di attività¹²²: sotto questo profilo, l'art. 1 del d.lgs. n. 79 del 1999 qualifica come riservate allo Stato le attività di trasmissione e dispacciamento attribuendole in concessione al Gestore della rete, mentre con riguardo alla distribuzione la citata norma non contiene alcun espresso riferimento alla riserva di attività¹²³. In questa prospettiva il ricorso al regime concessorio si tradurrebbe in un'eccessiva limitazione alla liberalizzazione del segmento della distribuzione¹²⁴, anche alla luce della durata trentennale delle concessioni che, di fatto, ostacola l'introduzione di qualsiasi meccanismo concorrenziale fino al 2030¹²⁵.

¹²² Cfr. M. D'Alberti (a cura di), *Concessioni e concorrenza*, cit., 1. L'autore rileva che "proprio in virtù delle normative *antitrust*, le concessioni amministrative si giustificano solo ed esclusivamente nei settori coperti da una chiara ed esplicita riserva di proprietà o di impresa prevista dalla legge a favore dello Stato o di pubblici poteri". Nel medesimo senso si veda S. Cassese, *Dalla vecchia alla nuova disciplina dei servizi pubblici*, in *Rassegna Giuridica dell'energia elettrica*, 1998, 234, il quale evidenzia che "il regime di concessione deriva [...] dalla riserva originaria".

¹²³ In tal senso si veda G.G. Gentile, *La riforma del settore elettrico: continuità e discontinuità dell'intervento pubblico*, cit., 294; G. Di Gaspare, *Il mercato comunitario dell'energia elettrica e la concessione di distribuzione dopo il D.Lgs. n. 79 del 1999*, cit., 36. In particolare si evidenzia che la concessione per l'esercizio in esclusiva dell'attività di distribuzione, non avendo a monte un'esplicita riserva di attività in favore dello Stato, non può essere considerata come una "tradizionale concessione traslativa, ma [...] piuttosto un atto abilitativo che tuttavia conferisce il diritto di esclusiva nel territorio considerato". La presunta incoerenza normativa dovuta all'assenza della previsione di una riserva di attività nel comparto della distribuzione è spiegata secondo un approccio che si basa sulla successione cronologica di due diverse discipline che regolano la concessione di distribuzione. In particolare, nel periodo transitorio fino alla scadenza del termine trentennale delle concessioni di distribuzione, la riserva di attività troverebbe il fondamento giuridico nell'attribuzione *ex lege* della concessione all'Enel in base alla l. n. 359 del 1992 e alle imprese elettriche degli enti locali in base alla l. n. 481 del 1995. Solo a partire dal 2030 la concessione di distribuzione esulerebbe dall'ambito dell'attività riservata ed il suo esercizio sarebbe soggetto ad un meccanismo di concorrenza per il mercato, in base al quale i soggetti in possesso dei requisiti previsti potrebbero partecipare alla gara per l'affidamento di un determinato ambito territoriale del servizio di distribuzione nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria degli appalti pubblici.

¹²⁴ In proposito si veda S. Cassese, *La disciplina del mercato dell'elettricità*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1998, 758. L'autore, nell'evidenziare l'incompatibilità del regime concessorio con l'apertura concorrenziale del mercato elettrico, ha affermato che "nel rispetto dei principi comunitari l'accesso al mercato non può che essere sottoposto ad una mera autorizzazione non discrezionale. Se invece viene mantenuta la concessione si resta in un mercato riservato, perché la concessione è la manifestazione tipica del potere sovrano, e dove vi è sovrano non vi è mercato. Se il mercato è libero deve esservi libertà di accesso. Questa può essere limitata esclusivamente in due modi: o con dichiarazioni dell'interessato oppure con autorizzazioni non discrezionali. Ogni volta che si passa il limite tra l'autorizzazione e la concessione, si esce dal mercato libero e si entra nel mercato riservato". Nel medesimo senso si veda M. Gola, *Commento al D.lgs. 79/99*, in *Giornale di Diritto Amministrativo*, 1999, 51.

¹²⁵ Sulla portata sproporzionata del termine del 2030 per la liberalizzazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica si veda C. Scarpa, *Chi ha paura della concorrenza nel settore elettrico? Note a margine del decreto Bersani*, in *Mercato concorrenza regole*, 1999, 105, per il quale, se, da una parte, è vero che la concorrenza nella fase di distribuzione non sembra particolarmente idonea a garantire l'efficienza, dall'altra, appare eccessivo rinunciarvi, fissando la scadenza delle concessioni al 2030.

In proposito l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella segnalazione AS154 del 5 novembre 1998 sullo schema di decreto di attuazione della direttiva 96/92/CE, ha osservato che né la direttiva comunitaria né la legge delega n. 128 del 1998 contenevano riferimenti minimi allo strumento della concessione per l'esercizio dell'attività di distribuzione, ma solo eventualmente per l'attività di gestione della rete di distribuzione. L'Autorità riteneva che esclusivamente la gestione in senso stretto della rete di distribuzione dovesse essere soggetta a concessione e che, invece, l'attività di vendita e fornitura ai clienti vincolati dovesse essere lasciata in regime di libera concorrenza. Inoltre l'Antitrust, considerato che la menzionata direttiva europea e la richiamata legge delega non prevedevano obbligatoriamente l'utilizzo della concessione per gravare il distributore degli obblighi di servizio pubblico, suggeriva di sostituire le concessioni con le autorizzazioni amministrative¹²⁶. Tale soluzione avrebbe permesso di ridurre la discrezionalità dell'amministrazione pubblica nella scelta delle imprese di distribuzione, di favorire l'ingresso nel mercato di più operatori, di adottare decisioni più trasparenti, fornendo un contributo essenziale alla liberalizzazione del comparto elettrico.

Parimenti l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con la delibera n. 127 del 1998, si è espressa negativamente sulla scelta del legislatore nazionale di attribuire in concessione l'attività di distribuzione. In particolare il regolatore di settore, pur riconoscendo la necessità di identificare in ciascun ambito territoriale un operatore responsabile della gestione, manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione, ha ritenuto che, in ordine alla selezione del soggetto al quale attribuire in esclusiva l'attività di distribuzione, fosse necessario seguire la procedura di affidamento mediante gara, piuttosto che ricorrere all'istituto della concessione trentennale a favore dei soggetti già presenti nel mercato.

Un ulteriore profilo critico della disciplina sull'attività di distribuzione recata dal d.lgs. n. 79 del 1999 attiene alla mancata separazione della distribuzione in senso stretto dalla vendita dell'energia elettrica agli utenti finali. Il decreto Bersani fa propria una nozione allargata della fase di distribuzione svolta in regime di concessione trentennale, senza operare una distinzione della stessa dalla vendita dell'energia elettrica che potrebbe essere aperta alla concorrenza. In proposito è opportuno ricordare come l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella suindicata segnalazione, avesse proposto di separare l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali da quella di distribuzione. Tale segmentazione del mercato avrebbe consentito che la vendita ai clienti finali (anche vincolati) fosse completamente aperta alla concorrenza, invece di essere ricondotta nell'alveo dell'attività attribuita in

¹²⁶ Tale posizione si giustificava in ragione del fatto che l'Autorità garante della concorrenza e del mercato riteneva particolarmente censurabile la fissazione di un termine trentennale della concessione, decorso il quale potevano essere rilasciate, sulla base di una gara, nuove concessioni per l'esercizio dell'attività di distribuzione.

esclusiva mediante concessione al soggetto titolare dell'attività di distribuzione. Anche l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, nella delibera sopra richiamata, ha evidenziato la diversità delle caratteristiche tecniche ed economiche della distribuzione rispetto alla vendita e la conseguente necessità di adottare una disciplina differenziata delle due fasi della filiera elettrica.

3.1.2 L'assetto delle competenze dei soggetti operanti nel mercato elettrico

La struttura istituzionale delineata dal decreto Bersani appare contraddistinta da una notevole complessità, nonché da una intricata sovrapposizione di competenze.

Alla gestione e alla sorveglianza del mercato elettrico sono preposti organismi pubblici, quali il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e imprese private dotate di funzioni almeno in parte pubblicistiche, quali il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente Unico.

In proposito è necessario evidenziare come appaia superflua la creazione di tre soggetti distinti, il Gestore della rete, il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente Unico per svolgere compiti di natura sostanzialmente contigua, come l'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica spettante al primo, l'organizzazione del mercato elettrico e la predisposizione della relativa disciplina spettante al secondo, la fornitura dell'energia elettrica destinata ai clienti non idonei in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza del servizio, e di parità di trattamento anche tariffario, nonché la stipulazione e gestione dei contratti di vendita spettante al terzo.

Ad esempio non risulta chiaro quale soggetto sia incaricato della tutela della sicurezza del sistema elettrico, derivante dalla necessità che l'offerta di energia elettrica, mediante la predisposizione di una riserva di potenza, sia capace di soddisfare la domanda, variabile in ogni istante in modo non prevedibile. Sembra che siano contemporaneamente chiamati ad assolvere a tale funzione il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, il Gestore della Rete, avvalendosi del proprietario della rete stessa, e il Gestore del mercato elettrico e che, sotto la supervisione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, tutti questi soggetti siano legittimati ad intervenire sui meccanismi di funzionamento del mercato dell'energia.

In definitiva si assiste ad un "sovrapposizione istituzionale" dato che per i singoli segmenti del settore sono competenti, a diverso titolo, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, l'Acquirente Unico,

il Gestore del Mercato elettrico, il Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas¹²⁷.

La vigilanza sul mercato elettrico, trattandosi di un mercato competitivo, spetta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato¹²⁸, ma l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas resta competente in materia di stipulazione di contratti bilaterali e di contratti relativi alle importazioni, nonché di determinazione dei prezzi dei segmenti sottoposti alla regolamentazione.

Tale frammentazione istituzionale crea inevitabili problemi di *governance* e di aumento dei costi transattivi, uno dei quali trae origine dal rapporto contraddittorio instauratosi tra il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente Unico. Nelle intenzioni del legislatore nazionale, infatti, le due società avrebbero dovuto essere responsabili, rispettivamente, per il funzionamento del mercato libero e di quello vincolato, con il progressivo esaurirsi del secondo dei due compiti per effetto della graduale apertura del mercato anche agli utenti domestici. Tuttavia le disposizioni dettate dal d.lgs. n. 79 del 1999, in ordine ai compiti che le due società sono chiamate a svolgere in concreto, risultano assai scarse e non permettono di operare una distinzione netta tra le competenze spettanti al Gestore del mercato elettrico e quelle spettanti all'Acquirente Unico. A complicare il già confuso quadro di riparto delle responsabilità si aggiunge il fatto che le due società rimangono di proprietà del medesimo soggetto, vale a dire del Ministero del Tesoro, cioè del maggiore azionista dell'Enel. Non stupisce, pertanto, che della poca chiarezza delle regole sia stato fatto un uso strumentale per resistere al cambiamento e per ritardare l'entrata a regime sia dell'Acquirente Unico, tenuto conto che l'art. 4 del decreto Bersani attribuisce all'Enel funzioni di Acquirente Unico *pro-tempore*, sia del Gestore del Mercato elettrico e, quindi, anche della borsa elettrica¹²⁹.

In sostanza emerge l'architettura istituzionale di un sistema in cui, data l'assenza di una rigida separazione delle funzioni, le responsabilità dei soggetti si intersecano determinando l'insorgenza di commistioni e di conflitti di competenze di non facile soluzione¹³⁰.

¹²⁷ In questo senso si veda M. De Bellis, *L'erosione del potere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 2004, 423 ss.

¹²⁸ È evidente che l'attività regolatoria e quella *antitrust* non possono essere tra loro assimilate, né sovrapposte, essendo caratterizzate, l'una, da un'attività volta alla promozione dei mercati, l'altra, da un'attività di garanzia della concorrenzialità dei mercati e di tutela del consumatore (indiretta, con riguardo all'*enforcement antitrust* tradizionale, diretta, con riguardo alle pratiche commerciali scorrette), che si traduce un'attività di accertamento, inibizione e repressione di condotte antigiusdiche. Sul punto si veda B. Rabai, *La tutela del consumatore-utente tra Autorità antitrust e Autorità di regolazione*, in *Rivista della Regolazione dei mercati*, 2016, n. 1, disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it.

¹²⁹ Al riguardo si veda F. Di Porto, F. Silva, *Riformare le utilities è difficile: il caso elettrico italiano*, in *Mercato concorrenza regole*, 2005, 29.

¹³⁰ In proposito si veda C. Scarpa, *Chi ha paura della concorrenza nel settore elettrico? Note a margine del decreto Bersani*, cit., 125.

Il d.lgs. n. 79 del 1999 segna il ritorno del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato al centro della regolazione del settore elettrico, manifestando un evidente arretramento rispetto al disegno istituzionale delineato dalla l. n. 481 del 1995, che aveva assegnato all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas specifiche competenze in materia di regolamentazione, che non si limitavano alla fissazione del livello delle tariffe ma incidevano sull'assetto del settore elettrico con la finalità di garantire la promozione della concorrenza e l'efficienza economica.

Infatti l'art. 1, co. 5, del decreto Bersani, sebbene faccia espressamente salve *“le attribuzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con particolare riferimento all'art. 2, comma dodicesimo, della legge n. 481 del 1995”*, limita in vari modi l'ambito e le modalità di esercizio dei suoi poteri, così come essi erano stati configurati nella disciplina istitutiva del regolatore di settore.

Tale limitazione dei poteri dell'Autorità appare meno evidente qualora si considerino i compiti assegnati in via esclusiva a quest'ultima dal d.lgs. n. 79 del 1999: essi invero specificano le funzioni già spettanti all'Autorità in forza della l. n. 481 del 1995, relativamente al mutato assetto normativo del settore elettrico. Tuttavia il potere di controllo dell'Autorità è sottoposto a vincoli dato che, ad esempio, l'adozione di sanzioni in caso di mancata esecuzione degli interventi di manutenzione e sviluppo della rete elettrica, da parte dell'Autorità, deve essere preventivamente comunicata al Ministero¹³¹.

Inoltre l'impianto organizzativo, disegnato dal legislatore nazionale nel decreto Bersani e nei successivi provvedimenti di attuazione dello stesso, si fonda sull'attribuzione al Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di competenze congiunte sulle medesime materie, ma con il riconoscimento al primo di un ruolo sostanzialmente sovraordinato rispetto alla seconda¹³². I modelli di raccordo tra i due soggetti sono essenzialmente tre. Il primo si basa sullo schema classico proposta-decisione: in ipotesi più limitate rispetto a quelle assai diffuse nell'ambito della l. n. 481 del 1995, l'Autorità propone e il Ministero decide, talora nell'osservanza di un vincolo procedurale laddove intenda discostarsi dalla suddetta proposta¹³³. Il secondo modello, anche esso canonico, è quello che attribuisce all'Autorità un ruolo consultivo: infatti nella maggior parte dei

¹³¹ Cfr. art. 3, co. 9, del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹³² Nel d.lgs. n. 79 del 1999 la presenza di compiti affidati talvolta all'autorità di regolazione di intesa con il Ministero dello sviluppo economico, talvolta condivisi, può essere letta come il frutto di una sorta di mediazione politico-istituzionale, volta a non attribuire troppo potere al regolatore di settore. Sul punto si veda A. Biancardi, *Regolazione e programmazione a vent'anni dalla liberalizzazione dei settori dell'energia*, in *Aperta contrada*, 26 gennaio 2016, 1 ss., disponibile su www.apertacontrada.it.

¹³³ Tale schema era utilizzato dalla l. n. 481 del 1995 con riguardo alle funzioni in tema di rilascio, modifica e decadenza delle concessioni e delle autorizzazioni di cui all'art. 2, co. 12, lett. a), b), d) e o), appunto con la previsione di particolari aggravamenti procedurali per le ipotesi in cui il Ministero non si fosse conformato alla proposta dell'Autorità. Esso viene conservato in ordine all'individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'art. 3, co. 11, del d.lgs. n. 79 del 1999.

casi il Ministero decide con proprio decreto, sentita l'Autorità¹³⁴. Il terzo modello prevede poi che il Ministero o il Governo adotti un atto, previa definizione dei criteri generali di disciplina della materia, e l'Autorità determini, sulla base dei suddetti criteri, la regolamentazione di dettaglio¹³⁵.

Nei primi due modelli il potere di assumere decisioni compete, sul piano giuridico-formale, al Ministero e l'Autorità può solo influire in maniera più o meno significativa sulle scelte ministeriali. Nel terzo modello anche l'Autorità è titolare di una porzione di potestà decisionale la cui ampiezza dipende peraltro dalla scelta operata dal Ministero o dal Governo in ordine al livello di specificità dei parametri da esso posti.

Nelle ipotesi suindicate l'Autorità è dunque chiamata a predisporre uno schema di atto destinato all'approvazione dell'organo politico, o a fornire allo stesso un parere tecnico sullo schema di atto da esso predefinito, o a dare attuazione ai criteri indicati dal Ministero o dal Governo. In sostanza il ruolo dell'Autorità si traduce in un'attività di supporto alle decisioni del Ministero o del Governo piuttosto che nella diretta e autonoma definizione delle scelte regolatorie¹³⁶.

La progressiva erosione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si manifesta poi indirettamente attraverso il parallelo rafforzamento del ruolo del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato che opera su due livelli: da un lato, la funzione di indirizzo non spetta più al Governo nel suo complesso, ma può essere esercitata singolarmente dal Ministero, al fine di garantire la sicurezza e l'economicità del sistema¹³⁷; dall'altro, al Ministero sono imputate competenze che si ricollegano più direttamente a decisioni di politica energetica, quali la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico¹³⁸.

¹³⁴ Tra i numerosi esempi è possibile menzionare quelli concernenti l'adozione degli indirizzi a cui deve attenersi l'Acquirente Unico di cui all'art. 4, co. 2, del d.lgs. n. 79 del 1999, l'approvazione della disciplina della borsa elettrica predisposta dal Gestore, di cui all'art. 5, co. 1, del d.lgs. n. 79 del 1999, la definizione della disciplina per il rilascio delle nuove concessioni di distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 9, co. 2, del d.lgs. n. 79 del 1999, la disciplina delle importazioni elettriche di cui all'art. 10, co. 2, del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹³⁵ L'esempio più significativo dell'utilizzo di tale schema procedimentale attiene alla materia delle tariffe e coinvolge non il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, ma il Governo. L'art. 1 del d.l. n. 193 del 2002, convertito nella l. n. 238 del 2002, ha attribuito al Presidente del Consiglio dei Ministri il potere di stabilire "criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici di cui alla legge n. 481 del 1995". Sulla base dei criteri concretamente definiti dal Governo con D.P.C.M. 31 ottobre 2002 e D.P.C.M. 6 febbraio 2004, l'Autorità ha poi esercitato il potere tariffario. Vi sono inoltre casi in cui il Ministero ha subdelegato all'Autorità la definizione di alcune segmenti della regolazione ad esso affidate dalla legge: ciò è avvenuto ad esempio in materia di borsa elettrica ai sensi dell'art. 5 del D.M. 19 dicembre 2003 e di cessione al mercato da parte del Gestore dei servizi elettrici dell'energia prodotta dai titolari di impianti soggetti al regime dettato dal provvedimento Cip n. 66 del 2002, ai sensi dell'art. 4 del D.M. 21 novembre 2000.

¹³⁶ Cfr. E. Bruti Liberati, *La regolazione dei mercati energetici tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Governo*, in *Rivista Trimestrale di Diritto Pubblico*, 2009, 2, 446.

¹³⁷ In tal senso si veda M. Gola, *L'organizzazione pubblica del mercato elettrico*, cit., 516; C. Scarpa, *Chi ha paura della concorrenza nel settore elettrico?*, cit., 107.

¹³⁸ Cfr. art. 11, co. 5, del d.lgs. n. 79 del 1999.

In sostanza nel d.lgs. n. 79 del 1999 i poteri dell'Autorità vengono compressi rispetto a quelli ad essa conferiti dalla l. n. 481 del 1995, sotto quattro aspetti: in primo luogo, viene modificata in senso restrittivo la modalità di esercizio della funzione di controllo, ad essa espressamente attribuita; in secondo luogo, alcuni compiti di regolazione devono essere esercitati congiuntamente con il Ministero, al quale generalmente spetta il potere decisionale; in terzo luogo, l'Autorità è tenuta a rispettare non solo gli indirizzi politici formulati dal Governo, ma anche quelli del Ministero nonché, eventualmente, le direttive dello stesso; in quarto luogo, alcune competenze sono affidate in via esclusiva a quest'ultimo.

In particolare l'elemento predominante dell'assetto istituzionale delineato dal Decreto Bersani è costituito dalla frammentazione ed intersezione di competenze tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato che, da una parte, appare suscettibile di determinare potenziali contrasti tra i due soggetti e, dall'altra, non permette di distinguere con chiarezza a quale organismo debba essere ricondotta la responsabilità di alcune scelte fondamentali, come ad esempio, quelle in materia di sicurezza¹³⁹.

La commistione di poteri tra il Ministero e l'Autorità si manifesta con particolare intensità qualora si faccia riferimento alle relazioni che tali soggetti instaurano con gli altri organi di governo del settore: infatti, sia il Ministero che l'Autorità assumono una funzione di coordinamento rispetto al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, al Gestore del Mercato Elettrico e all'Acquirente Unico; appare incerta, però, la linea di demarcazione esistente tra i compiti spettanti all'uno e quelli spettanti all'altro.

Inoltre il ridimensionamento del ruolo dell'Autorità viene attuato mediante un bilanciamento dei compiti tra i suindicati soggetti istituzionali coinvolti. Infatti l'attribuzione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e al Gestore del Mercato Elettrico di competenze di tipo regolatorio, in senso lato, quali, ad esempio, la funzione di normazione tecnica conferita al primo¹⁴⁰ e la funzione di definizione delle regole per l'organizzazione e la gestione dell'ambiente negoziale regolamentato, conferita al secondo¹⁴¹, contribuisce a produrre tale compressione dei poteri dell'Autorità.

In proposito occorre rilevare che l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella segnalazione AS154 sullo schema di decreto di attuazione della direttiva 96/92/CE, aveva evidenziato come

¹³⁹ In proposito si veda L. Prosperetti, *Paura di volare*, in *L'industria*, 1999, 13; G. Napolitano, *L'energia elettrica e il gas*, cit., 2223-2228; M. Grillo, L. Scorciarini Coppola, *La concorrenza nell'industria dell'energia: riassetto strutturale e intervento antitrust*, cit., 359-360; M. Gola, *L'organizzazione pubblica del mercato elettrico*, cit., 517; C. Scarpa, *Chi ha paura della concorrenza nel settore elettrico?*, cit., 122-123.

¹⁴⁰ Cfr. art. 3, co. 6, del d.lgs. n. 79 del 1999.

¹⁴¹ Cfr. art. 5, co. 2, del d.lgs. n. 79 del 1999.

nell'ambito del provvedimento in parola l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas sembrasse relegata a svolgere un ruolo di tipo consultivo nei confronti del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato e come, contestualmente, al Governo fosse riservato un compito che appariva eccedere la funzione ad esso spettante, secondo quanto previsto dall'art. 2, co. 1 e 21, della l. n. 481 del 1995, consistente nella formulazione di indirizzi di politica generale, di cui l'Autorità deve tener conto nel perseguimento delle finalità individuate dalla legge, e nell'indicazione, nell'ambito del Documento di programmazione economica e finanziaria, del quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese.

Infatti, dall'esame della disciplina di liberalizzazione del settore elettrico contenuta nel decreto Bersani si evince che nei confronti del Ministero l'Autorità rilascia pareri obbligatori, in quanto previsti dalla legge, ma non vincolanti, dato che non necessariamente essi comportano l'adeguamento degli atti amministrativi adottati a conclusione dei relativi procedimenti da parte del Ministero, il quale, invece, conserva un ruolo di governo del settore, del tutto incondizionato, se non limitatamente all'acquisizione dei suddetti pareri, dall'esercizio dei poteri regolatori dell'Autorità¹⁴².

In sostanza il decreto Bersani ha modificato le funzioni che la legge istitutiva attribuiva all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, da una parte, "depotenziandole" in taluni aspetti tipicamente regolatori, dall'altra, sottraendo compiti alla stessa Autorità e trasferendoli al Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato. In definitiva sembra possibile affermare che le disposizioni sul riparto di competenze nel settore dell'energia elettrica, dettate dal legislatore nazionale a seguito dell'entrata in vigore della l. n. 481 del 1995, abbiano attribuito all'Autorità sul piano formale una missione di carattere essenzialmente tecnico con la conseguenza che, in ordine alle scelte regolatorie caratterizzate da una più forte connotazione politica, ad essa spettano compiti di impulso e proposta, di consulenza e attuazione delle decisioni ministeriali e che, invece, in relazione alle scelte in cui la componente politica risulta assente o carente, ad essa è assegnata un'autonoma, o comunque più autonoma, potestà decisoria.

3.2 La privatizzazione sostanziale di Enel

In Italia la necessità dell'apertura alla concorrenza del mercato elettrico è stata dettata dalla dismissione, da parte dello Stato, delle partecipazioni detenute in Enel che, trasformato in società per azioni e divenuto da riservatario¹⁴³ a concessionario *ex lege*¹⁴⁴ delle attività della filiera elettrica¹⁴⁵, ha continuato a

¹⁴² In tal senso si veda F. Vetrò, *Le Autorità indipendenti di regolazione*, cit., 479.

¹⁴³ La l. n. 1643 del 1962 aveva affidato ad Enel la titolarità esclusiva della filiera elettrica, operando la nazionalizzazione dell'energia elettrica. Tale intervento normativo trovava il proprio fondamento nell'art. 43 della Costituzione, che consente al

svolgere tali attività in regime di esclusiva¹⁴⁶. Allo scopo, quindi, di evitare che il passaggio dalla mano pubblica dello Stato a quella privata di Enel producesse il risultato di “surrogare” a un monopolio pubblico un monopolio privato¹⁴⁷, prima di procedere alla privatizzazione sostanziale dell’ente *de quo*, con il d.lgs. n. 79 del 1999, in attuazione della direttiva 96/92/CE, è stata compiuta la liberalizzazione delle attività da esso gestite. Già in precedenza con la l. n. 481 del 1995 era stata istituita l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, quale regolatore di settore indipendente¹⁴⁸, deputato a governare la fase di transizione dal regime di monopolio a quello di concorrenza¹⁴⁹. Conseguentemente il riordino del settore elettrico è stato compiuto in base alla sequenza regolazione-liberalizzazione-privatizzazione.

legislatore di riservare originariamente allo Stato “determinate imprese o categorie di imprese, che si riferiscano a servizi pubblici essenziali o a fonti di energia, o a situazioni di monopolio e che abbiano carattere di preminente interesse generale”. Al riguardo si veda D. Sorace, *Il servizio d’interesse economico generale dell’energia elettrica in Italia tra concorrenza ed altri interessi pubblici*, in *Diritto pubblico*, 2004, n. 3, 1009.

L’energia ha un rilievo costituzionale dato che, in primo luogo, essa è oggetto di esplicita menzione nell’art. 43 della Costituzione e, in secondo luogo, la Carta costituzionale riconosce all’energia caratteri tanto peculiari da rendere necessaria la previsione di uno statuto particolare. Infatti, una delle cause legittimanti la riserva alla mano pubblica e lo svolgimento dell’attività in regime di monopolio pubblico è che le imprese si riferiscano “a fonti di energia”. Ciò per impedire che un bene essenziale per lo sviluppo del Paese e per il benessere della collettività fosse gestito secondo obiettivi diversi dal raggiungimento della massima utilità sociale possibile e per eliminare in radice la possibilità che su questo bene si potessero formare rendite di posizione che permettessero speculazioni private a danno della collettività. In tal senso si veda S. Cassese, *Legge di riserva e articolo 43 della Costituzione*, in *Giurisprudenza costituzionale*, 1960, 1332 ss.

In dottrina si è osservato che dall’art. 43 della Costituzione si desume che il settore delle fonti di energia rappresenta una materia in cui la presenza di imprese aventi carattere di preminente interesse generale (meritevoli, a questo titolo, di essere prese in considerazione dal legislatore ai fini della riserva alla gestione pubblica), risulta indefettibile. Invero l’esistenza di imprese di preminente interesse generale costituisce l’elemento connotante ed unificatore del diritto dell’energia, che si qualifica e si sistematizza attorno a questo nucleo essenziale. Sul punto si veda G. Guarino, *Scritti di diritto pubblico dell’economia e di diritto dell’energia*, cit., 232-233.

¹⁴⁴ Per effetto delle disposizioni di cui agli artt. 14 e 15 del d.l. n. 333 del 1992, convertito in l. n. 359 del 1992.

¹⁴⁵ Al riguardo si veda N. Aicardi, *Disciplina e contenuti della concessione alla società per azioni “Enel”*, in *Diritto Amministrativo*, 1997, 75, il quale osserva che, con l’affidamento in regime di concessione delle attività elettriche alla neocostituita Enel S.p.A. “Ciò che è mutato è il titolo in base al quale l’Enel esercita i propri compiti [...]”.

¹⁴⁶ In proposito si veda D. Nardone, P. Pistilli, *Un quadro normativo delle privatizzazioni (con particolare riferimento all’Enel S.p.A.)*, in *Rassegna Giuridica dell’Energia Elettrica*, 1995, 719 ss.; G. Caia, *Caratteri e prospettive dell’Enel S.p.A. e del suo ruolo (appunti per una ricerca sulle “privatizzazioni”)*, in *Rassegna Giuridica dell’Energia Elettrica*, 1995, 1 ss.; N. Aicardi, *La struttura organizzativa dell’Enel e il regime giuridico della sua attività (profilo storico-giuridico)*, in *Rassegna Giuridica dell’Energia elettrica*, 1995, 23 ss.; R. Albano, *La privatizzazione dell’Enel*, in *Rassegna Giuridica dell’Energia Elettrica*, 1995, 347 ss.

¹⁴⁷ Con la conseguenza di danneggiare i consumatori finali dato che un’impresa privata in monopolio, tendente a massimizzare i propri profitti, praticherebbe prezzi più elevati e ridurrebbe le quantità prodotte. Sul punto si veda A. Pera, *Privatizzazioni e assetti di mercato: economia o ideologia? Proposta per un dibattito*, in *Rivista internazionale di scienze sociali*, 1999, 160-161.

¹⁴⁸ In proposito va ricordato che la direttiva 96/92/CE sul mercato interno dell’energia elettrica, al pari della direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, non aveva previsto l’obbligo, da parte degli Stati membri, di istituire appositi organismi di regolazione. Pertanto il legislatore italiano, con l’istituzione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ai sensi della l. n. 481 del 1995, ha anticipato il legislatore comunitario provvedendo a colmare questo “regulatory gap”. Cfr. F. Scuto, *La governance nel settore energia e gas attraverso la rete europea delle autorità indipendenti*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2007, 278-279; J. Vascongelos, *Regolazione indipendente dei mercati nazionali e regolazione interdipendente del mercato europeo dell’energia*, in *Energia e comunicazioni - Le Autorità indipendenti a dieci anni dalla loro istituzione*, a cura di S. Matteotti e P.G. Torroni, Milano, 2006, 385; F. Di Porto, *La collaborazione tra autorità di regolazione nella governance dell’energia e delle comunicazioni elettroniche anche a livello comunitario: spunti da una comparazione*, 2007, 12, disponibile su www.amministrazioneincammino.luiss.it.

¹⁴⁹ Lo Stato, passato da riservatario e gestore del servizio elettrico nazionale, a mezzo dell’ente pubblico economico Enel, a concedente dell’attività elettrica a una società di diritto privato di sua proprietà, si spoglia delle fondamentali funzioni di

La Banca di Italia, nella relazione annuale del 1999, ha rilevato che il decreto Bersani “*si inserisce nel processo, avviato negli ultimi anni, di riorganizzazione del comparto elettrico, propedeutico alla privatizzazione dell’Enel[.]*”¹⁵⁰. In proposito, occorre rilevare che nel Libro Bianco sulle privatizzazioni del 2001 è contenuta una puntuale descrizione dell’avvio del processo di privatizzazione sostanziale di Enel S.p.A.¹⁵¹. In particolare si segnala che nel periodo settembre-novembre 1999 è stata effettuata la cessione, mediante offerta pubblica di vendita, della prima *tranche* di Enel. La suddetta dismissione, inizialmente prevista dalle direttive del Presidente del Consiglio dei Ministri del 30 giugno 1993 e del 15 ottobre 1993, successivamente sospesa nel 1996, è stata riavviata nel 1999 solo dopo l’approvazione del decreto Bersani con il risultato che la privatizzazione dell’Enel si è coordinata temporalmente con la liberalizzazione del settore dell’energia elettrica¹⁵². La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, prima dell’operazione di cessione era pari al 100 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero dopo l’operazione di cessione era pari al 64,50 per cento. Il collocamento della prima *tranche* di azioni ha avuto essenzialmente un obiettivo di tipo pragmatico in quanto è stata finalizzata alla raccolta di entrate pubbliche per il risanamento delle casse dello Stato¹⁵³.

Nell’ottobre del 2003, dopo quasi quattro anni dalla vendita della prima *tranche*, è stato collocato presso alcuni investitori istituzionali un altro 6,6 per cento del capitale sociale di Enel e la quota di partecipazione statale nella società è passata al 60 per cento circa. Il 12 dicembre 2003 il Ministero dell’Economia e delle Finanze ha ceduto a Cassa Depositi e Prestiti il 10,35 per cento del capitale sociale. Nell’ottobre del 2004 è stata collocata sul mercato un ulteriore 18,86 per cento del capitale sociale mediante un’offerta globale agli investitori istituzionali giapponesi. Nel luglio del 2005 è stata collocata un’altra quota pari al 9,35 per cento del capitale sociale.

3.3 L’unificazione della proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e il collocamento sul mercato del capitale di Terna S.p.A.

arbitro e vigile delle regole, attribuendole ad un organismo indipendente. Si realizza in tal modo una netta separazione tra regolamentazione e gestione del servizio elettrico. Al riguardo si veda F. Di Porto, *Il Decreto Bersani (D.Lgs. n. 79/99). Profili pro-concorrenziali della riforma del mercato elettrico*, cit., 412.; F. Vetrò, *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull’ordine giuridico del mercato libero dell’energia elettrica*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2003, 811 ss.

¹⁵⁰ Cfr. Banca di Italia, *Relazione annuale per il 1998*, 82.

¹⁵¹ Cfr. Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica, *Libro Bianco sulle privatizzazioni*, 2001, 77-82.

¹⁵² G. G. Gentile, voce *Energia elettrica (riforma)* in *Enciclopedia Giuridica*, Aggiornamento, vol. XII, Roma, 2003, 3.

¹⁵³ Al riguardo, la Banca di Italia, nella relazione annuale del 1999, ha affermato che “*l’operazione che ha generato un ricavo lordo per il Tesoro di circa 35.000 miliardi di lire rappresenta la più rilevante offerta pubblica iniziale mai realizzata in Italia e tra le più importanti in assoluto in Europa. I tempi dell’effettiva privatizzazione dell’Enel, mediante vendita del restante 64,50 per cento del capitale in possesso del Tesoro non sono stati ancora fissati*”. Cfr. Banca di Italia, *Relazione annuale per il 1999*, 106.

A seguito dell'emergenza verificatasi il 28 settembre 2003, con l'interruzione del servizio elettrico nei confronti di tutti i clienti finali sull'intero territorio nazionale, è stato adottato il d.l. n. 239 del 2003, recante “ Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità”. A causa del timore del ripetersi di un *blackout* elettrico, il sistema di separazione tra proprietà della rete di trasmissione detenuta da Enel S.p.A., per il tramite della controllata Terna S.p.A., e la gestione della stessa affidata al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, originariamente previsto dal decreto Bersani, è stato modificato dalla l. n. 290 del 2003 di conversione del citato d.l. n. 239 del 2003, al fine di porre rimedio ad intrinseci difetti di funzionamento. Infatti l'art. 1-ter, inserito nel decreto legge in parola dalla suddetta legge di conversione dello stesso, rimette a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri di futura emanazione, la determinazione di criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, la gestione del soggetto risultante dall'unificazione, ivi inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione. La definizione della tempistica della riunificazione e delle modalità operative dell'operazione è avvenuta ad opera del D.P.C.M. dell'11 maggio 2004, in cui, all'art. 1, si dispone che il trasferimento della quasi totalità di funzioni, beni, rapporti giuridici attivi e passivi dal Gestore della rete S.p.A. a Terna S.p.A. debba compiersi entro il 31 ottobre 2005.

Per effetto del suindicato decreto, dal 1° novembre 2005 il ramo d'azienda di GRTN S.p.A. relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete è stato trasferito a Terna S.p.A., la società proprietaria della rete di trasmissione nazionale, al fine di riunificare la gestione e la proprietà della stessa. A valle del trasferimento, GRTN S.p.A. ha mutato la sua denominazione in Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), coerentemente con la nuova missione ad esso assegnata. Infatti il Gestore opera per la promozione dello sviluppo sostenibile, attraverso l'erogazione di incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e con azioni informative tese a diffondere la cultura di un uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente¹⁵⁴.

Inoltre l'art. 1-ter della l. n. 290 del 2003, nel sancire il principio di terzietà delle reti, ha stabilito, a decorrere dal 1° luglio 2007, il divieto per qualsiasi società pubblica o privata che opera nella filiera elettrica di detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento del capitale del soggetto proprietario o gestore della rete nazionale di trasmissione.

¹⁵⁴ Sul punto si veda S. M. Sambri, A. Muollo, *Il GSE (Gestore del sistema elettrico) e il GME (Gestore dei Mercati Energetici). Natura giuridica, funzioni, organizzazioni, tutela giurisdizionale*, in *Il Diritto dell'Energia*, cit., 165 ss.

In anticipo rispetto alla scadenze temporali indicate nella richiamata legge, sia in ordine all'effettivo trasferimento delle funzioni dal Gestore della rete a Terna S.p.A., da realizzarsi entro il 31 ottobre 2005, sia in ordine all'imposizione del tetto proprietario del 20 per cento, da valere a partire dal 1° luglio 2007, in data 18 giugno 2005 è stato completato il collocamento sul mercato da parte di Enel S.p.A. di circa il 49 per cento del capitale di Terna S.p.A.¹⁵⁵. La riunificazione della proprietà-gestione della rete di trasmissione nazionale e la cessione sul mercato di quote di capitale di Terna sono operazioni finalizzate a contrastare la posizione dominante di Enel e, quindi, ad abbattere progressivamente il monopolio della società.

In conformità a quanto previsto dal D.P.C.M. dell'11 maggio 2004 sono rimaste attribuite a GRTN S.p.A. le partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. e Acquirente unico S.p.A. In proposito va precisato che attualmente Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., interamente partecipata dallo Stato¹⁵⁶, controlla al 100 per cento le società Gestore dei Mercati energetici S.p.A.¹⁵⁷ Acquirente Unico S.p.A. e Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.

3.4. Il riordino del settore dell'energia elettrica: la l. n. 239 del 2004, c.d. "Marzano"

Con la l. n. 239 del 2004, c.d. "Marzano", contenente norme di "riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", il legislatore italiano ha recepito la direttiva 2003/54/CE.

¹⁵⁵ In data 15 settembre 2015 Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ha acquisito il 30 per cento del capitale sociale di Terna S.p.A. Al riguardo si veda F. Di Porto, *Riunificazione e privatizzazione della rete di trasmissione dell'energia elettrica: il caso Terna*, in L. Ammannati, (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, cit., 287.

¹⁵⁶ GSE S.p.A. è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i propri diritti di unico azionista di concerto con il Ministero dello Sviluppo economico.

¹⁵⁷ Precedentemente nota come "Gestore del Mercato Elettrico", la società ha modificato la propria denominazione in data 19 novembre 2009. Ad oggi il Gestore dei Mercati Energetici è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, che si articola nel Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), nel Mercato a Termine dell'Energia con obbligo di consegna fisica dell'energia e ritiro (MTE) e nella Piattaforma per la consegna dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (Italian Derivatives Exchange), segmento dell'Idem (Italian Derivatives Market), gestito da Borsa Italiana S.p.A. Inoltre al GME è attribuita la gestione dei mercati dell'ambiente in cui sono negoziati i certificati verdi, relativi all'energia prodotta da fonti rinnovabili, i titoli di efficienza energetica, denominati "certificati bianchi", e le unità di emissione, cioè le quote di emissione di gas ad effetto serra.

Pur avendo la forma giuridica di una società per azioni, data la partecipazione totalitaria indiretta dello Stato nel suo capitale sociale, e le funzioni pubblicistiche di cui è investita, il Gestore dei Mercati Energetici è qualificabile come un organismo di diritto pubblico. Infatti per essa sussistono tutti e tre i requisiti richiesti dalle disposizioni vigenti e dalla giurisprudenza amministrativa per la corretta attribuzione di tale qualificazione, ovvero: a) la personalità giuridica; b) l'istituzione volta a soddisfare specificatamente esigenze di interesse generale, aventi carattere non industriale o commerciale; c) lo svolgimento di un'attività finanziata in modo maggioritario dallo Stato, oppure la gestione soggetta al controllo di quest'ultimo o ancora la presenza di un organo di amministrazione, di direzione o di vigilanza costituito da membri dei quali più della metà è designata dallo Stato, dagli enti pubblici territoriali o da altri organismi di diritto pubblico. Sul punto si veda F. Vettrò, *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica*, cit., 811.

La legge Marzano ha modificato ed integrato il quadro normativo del decreto Bersani secondo quattro linee direttrici: a) la definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni in materia di energia, alla luce del nuovo assetto delineato dalla riforma del titolo V della Costituzione di cui alla l. cost. n. 3 del 2001; b) il completamento del processo di liberalizzazione dei mercati energetici volto ad accrescere la concorrenza e a ridurre i prezzi; c) l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso la semplificazione delle procedure di autorizzazione degli impianti e la riorganizzazione dei soggetti operanti nel mercato elettrico; d) una più incisiva diversificazione delle fonti energetiche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e a protezione dell'ambiente.

Con riguardo alla prima linea direttrice, va rilevato che, a seguito della riforma del titolo V della Costituzione, la materia relativa a produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia elettrica, è ascrivibile alla competenza legislativa concorrente, di cui all'art. 117, co. 3, della Costituzione, con la conseguenza che spetta allo Stato dettare i principi fondamentali in materia. In applicazione dell'art. 118 della Costituzione, le funzioni amministrative sono attribuite ai Comuni salvo che per assicurarne l'esercizio unitario siano conferite a Province, Città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza.

La l. n. 239 del 2004, oltre ad individuare i suddetti principi fondamentali della materia cui le Regioni devono attenersi nell'esercizio della potestà legislativa concorrente, indica gli obiettivi che lo Stato e le Regioni devono perseguire congiuntamente, quali il rispetto delle condizioni di concorrenza, l'assenza di vincoli alla libera circolazione, la definizione di adeguati *standards* di qualità e sicurezza del servizio, la disponibilità di energia su tutto il territorio nazionale, l'unitarietà della regolazione, la tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e del paesaggio, l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, la trasparenza e la proporzionalità degli obblighi di servizio pubblico. Inoltre la legge Marzano enuncia le funzioni amministrative dello Stato, affidando alle Regioni il compito di determinare con proprie leggi l'attribuzione delle funzioni amministrative non espressamente conferite allo Stato¹⁵⁸. Tuttavia la l. n. 239 del 2004 non risolve il problema concernente la delimitazione delle competenze normative tra il livello statale e quello regionale, poiché contiene una disciplina delle funzioni amministrative assai contraddittoria, soprattutto per la difficoltà di individuare esattamente il perimetro delle funzioni amministrative non esplicitamente riservate allo Stato, la cui attribuzione è stabilita dalla legislazione regionale. Peraltro, il novero delle funzioni spettanti allo Stato appare ampio, dato che in esso sono ricompresi i compiti relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento,

¹⁵⁸ Cfr. art. 1, co. 6, della l. n. 239 del 2004.

all'importazione e all'esportazione di energia elettrica, alla programmazione e all'elaborazione di programmi scientifici in campo energetico, alla definizione di norme tecniche.

In ordine alla seconda linea direttrice, riguardante il completamento del processo di liberalizzazione dei mercati energetici, la l. n. 239 del 2004 dispone un'abbreviazione del periodo transitorio di vigenza della distinzione tra clienti idonei e vincolati, stabilendo che diviene cliente idoneo ogni cliente finale non domestico dal 1° luglio 2004, e tutti i clienti finali, compresi quelli non domestici, dal 1° luglio 2007, determinando così la totale apertura del mercato elettrico. La legge Marzano prevede, quindi, un ulteriore ampliamento, rispetto al decreto Bersani, della platea dei clienti idonei, collegando tale qualifica non più alla soglia di consumi, come prevedeva quest'ultimo, ma alla tipologia di utenza.

Inoltre l'art. 1, co. 30, della l. n. 239 del 2004, nell'inserire il co. 5-*sexies* nell'art. 14 del d.lgs. n. 79 del 1999, sancisce espressamente l'abolizione della distinzione tra clienti idonei e vincolati e pone le premesse per mantenere in vita l'Acquirente Unico anche oltre il 1° luglio 2007¹⁵⁹, stabilendo che esso continua a garantire la fornitura di energia elettrica per quei clienti vincolati che, seppur divenuti idonei, non abbiano tuttavia esercitato il diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura. È stata così conservata la funzione dell'Acquirente Unico di salvaguardia dei piccoli utenti finali, assicurando ad esso una durata indeterminata.

In ordine alla terza linea direttrice, concernente l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso la riorganizzazione dei soggetti operanti nel settore elettrico, la l. n. 239 del 2004 - ribadendo quanto già disposto dalla l. n. 290 del 2003 e dal D.P.C.M. dell'11 maggio 2004 - prevede l'unificazione in capo ad un unico soggetto della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché la privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione.

Sotto alcuni profili la legge Marzano non sembra tener conto del novellato quadro comunitario, limitandosi ad esempio a prevedere la semplice facoltà per le imprese di separare l'attività di distribuzione di energia elettrica dall'attività di vendita, laddove, invece, la direttiva 2003/54/CE, salvo eccezioni, impone l'obbligo della separazione di tali attività.

3.4.1 I rapporti tra l'esecutivo e il regolatore di settore nella legge Marzano

¹⁵⁹ Invero lo scenario della completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica lasciava prefigurare che l'Acquirente Unico non avrebbe più avuto ragione di esistere dalla data del 1° luglio 2007 in cui tutti i clienti sarebbero diventati idonei, essendo soppressa la categoria dei clienti vincolati per la cui protezione esso era stato appositamente istituito e venendo così quest'ultimo ad essere definitivamente esautorato.

La l. n. 239 del 2004 definisce un modello organizzativo dei rapporti tra l'esecutivo ed il regolatore di settore, operando un rafforzamento dei poteri di indirizzo e controllo del Governo nei confronti dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Alcune disposizioni della legge Marzano puntualizzano norme contenute nella l. n. 481 del 1995. Ad esempio l'art. 1, co. 11, della l. n. 239, dispone che "ai fini del perseguimento degli obiettivi generali di politica energetica del Paese, il Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro delle attività produttive, può definire, sentite le Commissioni parlamentari competenti, indirizzi di politica generale del settore per l'esercizio delle funzioni attribuite all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas". Al co. 12 del citato art. 1 si prevede poi che nella sua relazione annuale al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei Ministri "l'Autorità illustra anche le iniziative assunte nel quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità e in conformità agli indirizzi di politica generale del settore definiti dal Governo". Carattere innovativo rispetto all'assetto delineato dalla l. n. 481 del 1995 hanno invece le norme recate dall'art. 2, co. 14, e dall'art. 1, co. 13, della l. n. 239 del 2004: la prima dispone che, nei casi di mancata adozione di atti o provvedimenti di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Governo può esercitare il potere sostitutivo. A tal fine il Ministro delle attività produttive trasmette all'Autorità un sollecito ad adempiere entro il termine di sessanta giorni, trascorso infruttuosamente il quale, le misure sono adottate con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero¹⁶⁰; la seconda fissa un termine perentorio per l'esercizio da parte dell'Autorità delle funzioni consultive stabilendo che, nei casi in cui quest'ultima sia tenuta ad emettere pareri su atti o provvedimenti, essa deve pronunciarsi entro il termine di sessanta giorni dalla data di ricevimento dell'atto o del provvedimento, decorso inutilmente il quale, il suddetto atto o provvedimento può essere comunque adottato.

In secondo luogo, gli interventi previsti dalla l. n. 239 del 2004, che modificano i poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in favore del rafforzamento del Ministero delle attività produttive, sembrano porsi in controtendenza rispetto alla centralità assegnata dalla direttiva 2003/54/CE alle autorità nazionali di regolazione. Infatti, sebbene la competenza sia in linea generale rimasta attribuita all'Autorità in ordine alla definizione delle condizioni di accesso alle infrastrutture, alla determinazione delle tariffe e alla separazione contabile e amministrativa delle imprese verticalmente integrate, il

¹⁶⁰ In proposito va precisato che l'art. 2, co. 14, della l. n. 239 del 2004, che appunto disciplina il potere sostitutivo del Governo nei confronti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, definendone condizioni, forme e termini, per quanto astrattamente in grado di offuscare il modello di regolazione indipendente disegnato dalla l. n. 481 del 1985, caratterizzato da una netta separazione di competenze tra l'esecutivo e il regolatore di settore, non ha trovato concreta attuazione, non essendosi mai realizzato il presupposto del suddetto potere, ossia l'inazione dell'Autorità nell'adottare atti o provvedimenti di sua competenza.

legislatore nazionale ha trasferito al Ministero funzioni che inizialmente erano state assegnate al regolatore di settore, come ad esempio il potere di definire modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica, lasciando all'Autorità solo una competenza consultiva¹⁶¹, il potere di accordare alle nuove infrastrutture di interconnessione elettrica le esenzioni dalla disciplina in tema di diritto di accesso dei terzi, nonché la competenza a definire i principi e le modalità per il rilascio delle suddette esenzioni¹⁶². Esistono poi ambiti materiali in cui la competenza regolatoria del Ministero appare generale e il ruolo dell'Autorità risulta marginale o comunque subordinato: tipico è il caso delle misure finalizzate alla sicurezza del sistema elettrico, in cui è al Ministero, e non all'Autorità, che sono attribuite le competenze più significative, come ad esempio quella di emanare gli indirizzi per lo sviluppo delle reti nazionali e di approvare i relativi piani predisposti dai gestori¹⁶³.

Alla luce della suesposta disciplina contenuta nella legge Marzano, parte della dottrina ha affermato che l'intervento legislativo di riforma del settore elettrico sembrerebbe aver comportato la trasformazione dell'Autorità da "regolatore in senso stretto" ad "organo di amministrazione attiva" dotato di poteri consultivi nei confronti del Ministero, sovvertendo in tal modo i principi ispiratori della l. n. 481 del 1995¹⁶⁴. Inoltre si è sostenuto che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas "può essere definita come amministrazione indipendente più che altro nel senso che essa è inquadrabile nel più ampio fenomeno della costituzione di un nuovo modulo separato dall'amministrazione ministeriale, non nel senso che essa sia svincolata da condizionamenti del Governo¹⁶⁵ e del Parlamento" e si è proposta di considerarla come una speciale forma di agenzia riconducibile al *genus* delle agenzie governative, di cui all'art. 8 del d.lgs. n. 300 del 1999¹⁶⁶. Al riguardo si è osservato che "l'Autorità per l'energia appare l'organo incaricato di realizzare sul piano tecnico gli obiettivi della politica di settore fissati dall'esecutivo, con il coinvolgimento di organi parlamentari¹⁶⁷. Conseguentemente, pur avendo rispetto alle altre agenzie, una

¹⁶¹ Cfr. art 1-*quinquies*, co. 5, del d.l. n. 239 del 2003.

¹⁶² Cfr. art. 1-*quinquies*, co. 6, del d.l. n. 239 del 2003 e art. 1, co. 17 e 18, della l. n. 239 del 2004.

¹⁶³ Cfr. art. 1-*ter*, co. 7, del d.l. n. 239 del 2003.

¹⁶⁴ In tal senso si veda A. Abate, A. Clò, *La regolazione elettrica in Italia: alcune prime valutazioni*, in *L'Industria*, 2000, 718; P. Ranci, *Un contributo per valutare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *L'Industria*, 2000, 749 ss.

¹⁶⁵ Va precisato che l'art. 2, co. 14, della l. n. 481 del 1995 prevede che "sono fatte salve le funzioni di indirizzo nel settore spettanti al Governo". La permanenza della funzione di indirizzo in capo all'esecutivo ha sollevato un ampio dibattito sulla natura indipendente o semi-indipendente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che è stato alimentato dai successivi interventi legislativi diretti ad attribuire all'organo politico ambiti originariamente riservati all'Autorità. Sul punto si veda G. De Vergottini, *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e il sistema costituzionale dei poteri pubblici*, in *Quaderni di Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 1996, 13, 3; G. Amato, *Autorità semi-indipendenti e Autorità di garanzia*, in *Rivista trimestrale di diritto pubblico*, 1997, 47, 3.

¹⁶⁶ In proposito si veda F.A. Roversi Monaco, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, a cura di E. Bruti Liberati, F. Donati, Torino, 2007, 61.

¹⁶⁷ In tal senso si veda F.A. Roversi Monaco, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, cit., 60.

più spiccata autonomia organizzativa, essa costituirebbe comunque una “struttura che svolge attività a carattere tecnico operativo di interesse pubblico al servizio delle pubbliche amministrazioni e sotto la loro vigilanza”¹⁶⁸.

Ad avviso di altra parte della dottrina, non sembra corretto configurare l’Autorità per l’energia e il gas come organo deputato ad attuare sul piano tecnico gli obiettivi politici fissati dal Governo, quasi a ritenere che le iniziative dell’Autorità siano tutte attivate sulla base degli indirizzi governativi e finalizzate ad applicare gli stessi. Come si evince dalla l. n. 481 del 1995, l’Autorità è titolare di attribuzioni e missioni direttamente definite dal legislatore, che essa svolge senza l’intermediazione degli organi ministeriali, in posizione di terzietà sia rispetto all’amministrazione, sia rispetto agli operatori del settore¹⁶⁹. In definitiva l’Autorità, che sotto il profilo strutturale gode di un’indipendenza pressoché totale dalle istituzioni politiche, sul piano funzionale, è parzialmente limitata dall’esistenza di un circoscritto potere governativo di indirizzo, oltre che da un potere sostitutivo, attribuito anch’esso al Governo e destinato ad operare nei casi di inerzia del regolatore di settore. Tuttavia questa parziale limitazione dell’autonomia non appare incompatibile con l’inquadramento dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas nella categoria delle autorità amministrative indipendenti¹⁷⁰ e, quindi, con il riconoscimento ad essa di una posizione istituzionale assolutamente diversa da quella spettante alle agenzie governative.

¹⁶⁸ L’Autorità avrebbe cioè una “funzione strumentale e ausiliare rispetto all’azione di Governo”. Al riguardo si veda F. Gaffuri, *Il rapporto tra governo e autorità di regolazione del servizio energetico*, in *Diritto amministrativo*, 1999, 2, 342; F.A. Roversi Monaco, *L’Autorità per l’energia elettrica e il gas*, cit., 62.

¹⁶⁹ Sotto questo profilo l’Autorità esercita funzioni c.d. “pubbliche neutrali”. Sul punto si veda K. Zulberti, *Autorità indipendenti e legalità sostanziale nel quadro dell’evoluzione del regime giuridico dell’energia elettrica*, in *Foro amministrativo TAR*, 2004, 5, 1306.

¹⁷⁰ Con la sentenza n. 3239 del 10 aprile 2009, il Tar Lombardia ha affermato che con l’istituzione di un’autorità amministrativa indipendente nel settore dell’energia “l’ordinamento ha inteso scongiurare il rischio (ampiamente invernatosi nel passato del nostro Paese) di una gestione politica della vita economica, gestione quest’ultima per sua intima natura egoistica “giacché condizionata dall’interesse particolare delle formazioni politiche di volta in volta detentrici della maggioranza parlamentare relativa”.

L’Autorità per l’energia elettrica e il gas, in quanto estranea al circuito politico-rappresentativo, è sottratta all’alternanza delle maggioranze parlamentari e, quindi, offre garanzie di certezza e stabilità delle regole e, perciò, di affidamento per gli ingenti investimenti delle imprese con prospettive di rendimento a lungo termine. Per queste ragioni la regolazione e il controllo dei mercati energetici sono stati affidati a un unico soggetto idoneo a garantire elevata professionalità e indipendenza dal potere politico. Al riguardo si veda S. M. Sambri, A. Muollo, *Le Autorità di regolazione e di regolamentazione nel settore delle energie*, in *Il Diritto dell’Energia*, cit., 131 ss.

3.5 Il d.l. n. 73 del 2007 convertito in l. n. 125 del 2007: l'istituzione del servizio di maggior tutela

L'art. 1, co. 2, del d.l. n. 73 del 2007, convertito con modificazioni nella l. n. 125 del 2007, ha previsto l'istituzione del c.d. "servizio di maggior tutela" nel settore dell'energia elettrica. In particolare si stabilisce che, a decorrere dal 1° luglio 2007, i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti vincolati, secondo modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore. Inoltre si dispone che, in mancanza della scelta di un fornitore diverso dal proprio distributore, l'erogazione del servizio per i clienti finali domestici non riforniti di energia elettrica sul mercato libero è garantita dall'impresa di distribuzione, anche mediante apposite società di vendita, e la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico. Si prevede altresì che le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, sono automaticamente ricomprese nel suddetto regime di maggior tutela.

L'art. 1, co. 3, del citato d.l. n. 73 del 2007, convertito con modificazioni nella l. n. 125 del 2007, stabilisce che, al fine di garantire il rispetto della normativa europea in tema di servizio universale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina gli *standards* qualitativi e quantitativi per l'erogazione del servizio, nonché definisce in via transitoria, in base ai costi effettivi del servizio, i prezzi di riferimento per le forniture di elettricità ai clienti rientranti nel regime di maggior tutela¹⁷¹. Inoltre l'art. 1, co. 4, del richiamato decreto attribuisce all'Autorità un potere di proposta nei confronti del Ministero dello sviluppo economico sull'adozione di un provvedimento recante la disciplina del c.d. "servizio di salvaguardia" per i clienti finali che non abbiano titolo a fruire del servizio di maggior tutela e che per qualsiasi ragione non abbiano un fornitore, nel senso che si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno.

In sostanza, a partire dal 1° luglio 2007 il mercato al dettaglio dell'energia elettrica ha assunto una forma unitaria con l'eliminazione del segmento del mercato vincolato. A favore di famiglie e piccole imprese è stato istituito il servizio di maggior tutela e per gli altri clienti è stato istituito il servizio di salvaguardia. Entrambi i servizi costituiscono una forma di tutela di prezzo, necessaria fino a quando il mercato al dettaglio non diventerà sufficientemente concorrenziale e liquido da presentare margini di

¹⁷¹ Tale norma fa salva la possibilità di adottare, ai sensi dell'art. 1, co. 375, della l. n. 266 del 2005, entro il termine di sessanta dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del suindicato d.l. n. 73 del 2007, misure volte a tutelare gli utenti che si trovano in particolari condizioni di salute e di svantaggio economico. Sono altresì fatti salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità finalizzati a garantire i diritti dei consumatori, anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti dei prezzi o alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non abbiano ancora effettuato la scelta del fornitore.

intermediazione commerciale aderenti ai costi e tali da consentire di cambiare fornitore in qualsiasi circostanza e a bassi costi di transazione.

Per completezza va poi rilevato che il summenzionato d.l. n. 73 del 2007, nel dettare misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia, all'art. 1, co.1, sancisce la cogenza del vincolo di separazione tra attività di distribuzione e vendita di energia elettrica, disponendo che, a decorrere dal 1° luglio 2007, l'attività di distribuzione di energia elettrica per le imprese le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti è svolta in regime di separazione societaria rispetto all'attività di vendita.

4. L'apertura del mercato del gas naturale in Italia

4.1 La privatizzazione dell'Eni

In Italia il riordino del settore del gas naturale è stato effettuato in base alla sequenza privatizzazione-liberalizzazione-regolazione. La privatizzazione dell'Eni è stata dunque propedeutica alla liberalizzazione del mercato del gas naturale, originariamente caratterizzato dalla presenza di un monopolio di fatto verticalmente integrato. In proposito la Banca di Italia, nella relazione annuale per il 1999, ha osservato che *“nel settore del gas naturale la privatizzazione dell'Eni ha preceduto la liberalizzazione del mercato, suscitando conflitti tra gli interessi della collettività per una maggiore concorrenza e quelli degli azionisti privati dell'Eni”*¹⁷².

La privatizzazione sostanziale dell'Eni¹⁷³ si è sviluppata attraverso operazioni di vendita gestite direttamente dal Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica, come rilevato nel Libro Bianco sulle privatizzazioni pubblicato nel 2001¹⁷⁴. In particolare, la vendita della prima *tranche* di Eni è avvenuta nel 1995 con la cessione di una quota di capitale sociale pari al 15,5 per cento. La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica prima dell'operazione di privatizzazione era pari al 100 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero dopo l'operazione di privatizzazione era pari all'85,95 per cento.

¹⁷² Cfr. Banca di Italia, *Relazione annuale per il 1999*, 109.

¹⁷³ La privatizzazione formale dell'Eni è stata disposta dall'art. 15 del d.l. n. 333 del 1992, convertito nella l. n. 359 del 1992, che ha previsto la trasformazione dell'ente pubblico economico in società per azioni con modifica della relativa denominazione in Eni S.p.A.

¹⁷⁴ Cfr. Ministero Tesoro, Bilancio e Programmazione economica, *Libro Bianco sulle privatizzazioni*. 2001, 34-38, 46-50, 63-67, 77-82.

Nel 1996 è stata effettuata la vendita della seconda *tranche* di Eni, a seguito della delibera assunta dal Comitato dei Ministri per le privatizzazioni, sentito il Comitato di consulenza globale e di garanzia per le privatizzazioni. La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro prima della cessione era circa pari all'85 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro dopo la cessione era pari al 69,18 per cento.

Nel 1997 è stata compiuta la vendita della terza *tranche* di Eni sulla base della delibera assunta dal Comitato dei Ministri per le privatizzazioni. La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica, prima della cessione era pari al 69,14 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero dopo la cessione era pari al 51,54 per cento. Con riguardo a quest'ultima cessione, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha affermato che *“A legislazione invariata e nel caso in cui il Ministero del Tesoro dovesse cedere la maggioranza delle azioni nel prossimo futuro, l'industria del gas italiana verrebbe a configurarsi come un monopolio privato non regolamentato, integrato verticalmente nelle attività di approvvigionamento, produzione, importazione, trasporto e vendita di gas naturale a mezzo rete di gasdotti ad alta pressione”*¹⁷⁵. Da tale affermazione dell'Antitrust si evince come, per evitare l'insorgenza di un monopolio privato non regolamentato, fosse necessario che alla privatizzazione dell'Eni seguissero interventi legislativi finalizzati alla liberalizzazione e alla regolazione del settore del gas naturale.

Nel 1998 è stata effettuata la vendita della quarta *tranche* di Eni. La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica prima della cessione era pari al 51,16 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero dopo la cessione era pari al 36,33 per cento. Nel 2001 è stata poi compiuta la vendita della quinta *tranche* dell'Eni mediante collocamento diretto presso gli investitori istituzionali senza offerta al pubblico. La quota di capitale sociale posseduta dal Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione economica prima dell'operazione di privatizzazione era pari al 35,33 per cento; la quota di capitale sociale posseduta dal Ministero dopo l'operazione di privatizzazione era pari al 30,33 per cento.

Nel 2001 la privatizzazione sostanziale dell'Eni non era stata ancora ultimata, dato che una quota del capitale sociale, pari a circa il 30%, rimaneva nelle mani dello Stato. Peraltro le operazioni di dismissione del pacchetto azionario fino ad allora effettuate avevano perseguito uno scopo di carattere essenzialmente quantitativo piuttosto che qualitativo, in quanto erano state finalizzate, primariamente,

¹⁷⁵ Cfr. AGCM, *Indagine conoscitiva nel settore del gas metano*, 1997, 76, disponibile su www.agcm.it.

alla massimizzazione degli introiti pubblici e, secondariamente, all'accrescimento della concorrenza nei suddetti comparti.

Non sorprende perciò che, nel corso dell'indagine conoscitiva sul Sistema Paese del 2001, la Commissione Bilancio della Camera dei Deputati abbia ribadito che *“le operazioni di privatizzazione”* devono essere *“correlate ad incisive politiche di liberalizzazione”*, e abbia sostenuto che *“È quindi opportuno che la cessione del controllo di Eni avvenga dopo che siano stati resi contendibili quei segmenti del ciclo produttivo che possono essere aperti a più operatori. A questo fine è necessario: a) separare verticalmente il segmento monopolistico dalle altre fasi del ciclo produttivo; b) frammentare orizzontalmente i segmenti concorrenziali; c) evitare che, anche dopo separazione e frammentazione, il gestore della rete rimanga integrato con i segmenti competitivi, e approfitti di tale integrazione adottando comportamenti di esclusione nei confronti dei concorrenti. In altre parole occorre “stabilire una netta separazione tra le attività svolte in monopolio naturale e le attività che possono essere svolte in regime di concorrenza per evitare che l'ex monopolista pubblico si avvalga del controllo sulle prime per estendere la posizione dominante anche sulle seconde” e “sotto questo profilo riveste un ruolo essenziale la garanzia per tutti gli operatori di accedere, in condizioni di parità, alla rete o, comunque, alle infrastrutture”¹⁷⁶.*

4.2 La disciplina di liberalizzazione dettata dal d.lgs. n. 164 del 2000, c.d. “Letta”

Con il d.lgs. n. 625 del 1996 il legislatore italiano ha dato attuazione alla direttiva 94/22/CE, disponendo la liberalizzazione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di petrolio e gas naturale. In particolare l'art. 23 del suddetto decreto, in conformità al criterio e principio direttivo della delega legislativa, recato dall'art. 50, co. 1, lett. b), della l. n. 52 del 1996, ha stabilito la cessazione, a partire dal 1° gennaio 1997, dei regimi di esclusiva previsti a favore dell'Eni con riguardo alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, alla costruzione e all'esercizio delle condotte per il trasporto degli idrocarburi minerali nazionali, di cui all'art. 2, co. 1, nn. 1 e 2, della l. n. 136 del 1953, e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale nei giacimenti di idrocarburi, di cui all'art. 2 della l. n. 170 del 1974.

Nel recepire la direttiva 98/30/CE, il d.lgs. n. 164 del 2000¹⁷⁷, c.d. “Letta”, detta una disciplina di liberalizzazione di portata generale, prevedendo la riorganizzazione delle attività fondamentali della filiera del gas naturale. In particolare l'art. 1, co.1, del citato decreto stabilisce che le attività di

¹⁷⁶ Cfr. Commissione Bilancio della Camera dei Deputati, *Indagine conoscitiva sul sistema paese*, 20 febbraio 2001.

¹⁷⁷ Il decreto è stato adottato in conformità all'art. 41 della l. n. 144 del 1999, che ha previsto la delega al Governo ad emanare, entro un anno dall'entrata in vigore dello stesso, uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, allo scopo di promuovere la liberalizzazione del settore, con particolare riferimento alle attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione e, conseguentemente, di ridefinire le componenti rilevanti del sistema nazionale, ivi incluse quelle relative al servizio di pubblica utilità.

importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere. Inoltre, il medesimo art. 1, al co. 2, dispone che resta in vigore la disciplina vigente, nel senso che rimangono assoggettate al regime di concessione le attività di coltivazione e stoccaggio di gas naturale.

In proposito va osservato che il principio di liberalizzazione del settore del gas naturale, sancito dall'art. 1, co. 1, del decreto Letta, assume una intensità differente in relazione alle diverse attività considerate. In particolare l'attività di importazione del gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea è subordinata ad autorizzazione del Ministero dell'Industria, Commercio, e Artigianato, ai sensi dell'art. 3, co.1; l'attività di importazione del gas prodotto in Paesi appartenenti all'Unione europea è subordinata ad una semplice comunicazione al Ministero, ai sensi dell'art. 3, co. 7, e l'attività di vendita è sottoposta ad un'autorizzazione del Ministero, ai sensi dell'art. 17, co.1¹⁷⁸. L'attività di stoccaggio che, unitamente a quella di coltivazione, non è oggetto di liberalizzazione, è invece svolta sulla base del rilascio di una concessione, di durata non superiore a venti anni, da parte del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, ai soggetti richiedenti che abbiano la necessaria capacità tecnica, economica ed organizzativa e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio, ai sensi dell'art. 11, co.1.

Inoltre occorre evidenziare che il decreto Letta impone l'apertura al mercato della fase di distribuzione della filiera del gas naturale, la quale, in precedenza, poteva essere effettuata in regime di monopolio naturale, direttamente dagli enti locali o in economia o a mezzo di aziende speciali, anche consortili, o società da essi controllate, ai sensi dell'art. 113, co. 1, lett. a) e c), del d.lgs. n. 267 del 2000. In particolare l'art. 14, co.1, del citato d.lgs. n. 164 del 2000 stabilisce che *“Il servizio di distribuzione del gas naturale è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni”*, operando una scelta a favore della gara¹⁷⁹, quale meccanismo di attuazione della *“concorrenza per il mercato”* nella distribuzione del gas naturale¹⁸⁰. Ciò comporta un mutamento profondo del ruolo che l'ente locale, affidatario del servizio, è chiamato a svolgere, dato che esso, da gestore in via diretta o mediante propri

¹⁷⁸Al riguardo si veda G. Caia, S. Colombari, *Regolazione amministrativa e mercato interno del gas naturale*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 2000, 340 ss.

¹⁷⁹I criteri di scelta del contraente devono essere individuati in base a requisiti oggettivi, proporzionati e non discriminatori, al fine di promuovere la più ampia partecipazione alle gare, garantendo la *par condicio* degli operatori ed evitando, al contempo, ogni indebito vantaggio in favore dei precedenti gestori. La disciplina dettata dall'art. 14 del d.lgs. n. 164 del 2000 sulla legittimazione alla partecipazione alle gare è stata modificata dal d.l. n. 83 del 2012, convertito nella l. n. 135 del 2012: nella nuova formulazione della norma si riconosce la possibilità di partecipare alle gare, senza limitazioni territoriali, alle società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, alle società cooperative, a responsabilità limitata, e ai gruppi europei di interesse economico.

¹⁸⁰La normativa attuativa dell'art. 14 del d.lgs. n. 164 del 2000 è contenuta nel D.M. 226 del 2011, che completa la disciplina relativa all'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas e della gestione delle relative reti infrastrutturali.

organismi strumentali, dell'attività di distribuzione del gas, diviene soggetto regolatore che esercita una funzione di indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo¹⁸¹.

Ulteriori novità introdotte dal richiamato decreto Letta sono:

- la separazione societaria fra le diverse attività di ciascun soggetto operante nel settore del gas naturale;
- la definizione di un limite massimo di immissione del gas naturale nel sistema dal 2002 al 2010, con la conseguenza che dal 1° gennaio 2002 nessun operatore può detenere una quota superiore al 75 per cento dei consumi nazionali (tale percentuale decresce di due punti percentuali annualmente fino a raggiungere il 61 per cento nel 2010);
- la detenzione da parte di ciascun operatore nella vendita di gas ai clienti finali di una quota non superiore al 50 per cento dei consumi nazionali, dal 1° gennaio 2003 al 31 dicembre 2010;
- l'attribuzione della qualifica di clienti idonei, cioè della facoltà di stipulare contratti di acquisto di gas naturale con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero ai seguenti soggetti: clienti finali con consumi superiori a 200.000 metri cubi all'anno; consorzi e società consortili con consumi pari almeno a 200.000 metri cubi all'anno i cui componenti consumino almeno 50.000 metri cubi annui; grossisti e distributori di gas naturale; imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore;
- l'attribuzione della qualifica di clienti idonei a tutti i clienti finali a partire dal 1° gennaio 2003.

In particolare l'art. 21 del d.lgs. n. 164 del 2000 stabilisce che “a decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas”, evidenziando come la problematica relativa all'*unbundling* della rete di trasporto assuma una sua propria dimensione, differenziandosi rispetto alla vicenda della rete di distribuzione¹⁸².

In attuazione di tale disposizione del decreto Letta, le attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio italiano, precedentemente gestite da Snam S.p.A., sono state conferite in data 1° luglio 2001 a Snam rete gas S.p.A. In proposito occorre rilevare che l'Autorità garante della concorrenza

¹⁸¹ Sul punto si veda M. Montini, *Il nuovo modello di gestione del servizio di distribuzione del gas naturale*, in *Giornale di Diritto Amministrativo*, 2002, 452 ss.; M. Alesio, *La privatizzazione della distribuzione del gas: obblighi dell'Amministrazione: la S.p.a partecipata è equiparata ai soggetti privati*, in *Diritto e Giustizia*, 2002, 34 ss.; L. Ammannati, *Tutela della concorrenza e accesso al mercato dei servizi pubblici locali dell'energia: il caso del gas*, in Id. (a cura di), *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell'energia*, cit., 311 ss.

¹⁸² Sul punto va precisato che, a differenza del settore elettrico, nel mercato del gas naturale la separazione delle attività di distribuzione e vendita è stata imposta a tutte le imprese distributrici, a prescindere dal numero dei punti di riconsegna serviti.

e del mercato, nella segnalazione al Parlamento e al Governo AS197 del 28 marzo 2000, ha espresso un apprezzamento in merito alla circostanza che lo schema del decreto di attuazione della direttiva 98/30/CE abbia oltrepassato i requisiti minimi comunitari con riguardo alla previsione della separazione societaria, poi conservata nella stesura finale del decreto Letta, che supera il dettato della direttiva europea, la quale si limita a prescrivere la separazione contabile tra le attività della filiera del gas¹⁸³.

In ordine alla previsione di tetti *antitrust* nel settore del gas, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella richiamata segnalazione AS197, ha affermato che il ricorso a misure amministrative rigide, come le soglie predefinite, presenta profili problematici che possono essere superati solo in virtù del fatto che tali strumenti abbiano carattere temporaneo e siano strettamente finalizzati al governo della transizione verso il mercato liberalizzato. In particolare l'Autorità ha rilevato che la temporaneità dei tetti *antitrust*, espressamente prevista nello schema di decreto di recepimento della direttiva 98/30/CE e riferita ad un periodo di otto anni per la vendita, risulta effettivamente in grado di garantire che, al termine del periodo transitorio, spetti al mercato il compito di far emergere il migliore competitore.

Va altresì sottolineato che il d.lgs. n. 164 del 2000, in conformità ai principi del libero mercato, prefigura un sistema di determinazione dei prezzi basato sulla trattativa diretta tra clienti idonei, singoli o consorziati, e il soggetto fornitore. Al riguardo si deve precisare che nel settore del gas la liberalizzazione ha comportato il superamento del precedente sistema di prezzi amministrati, che si basava sulla c.d. “negoiazione accentrata”, sorvegliata dal CIPE (Comitato interministeriale programmazione economica) e dal CIP (Comitato interministeriale prezzi), tra i rappresentanti degli acquirenti (industria, distributori civili, produttori di energia elettrica) e dei venditori (la Snam del Gruppo Eni e gli altri fornitori)¹⁸⁴.

¹⁸³ L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nella segnalazione al Parlamento e al Governo AS183 dell'8 novembre 1999, aveva evidenziato come la separazione contabile fosse una misura insufficiente a garantire la trasparenza e a promuovere la concorrenza nel settore del gas. In particolare l'Antitrust aveva sottolineato che la separazione proprietaria tra le attività di Snam verticalmente integrate in monopolio naturale di fatto (la rete di trasporto) e le attività in cui era possibile un confronto concorrenziale (approvvigionamento e vendita finale), a prescindere dalla gradualità con cui essa fosse attuata, era indispensabile per raggiungere un effettivo assetto competitivo del mercato del gas. Pertanto l'Autorità aveva rilevato che, nello schema del decreto di recepimento della direttiva 98/30/CE, il ricorso alla separazione societaria dovesse essere limitato ad una fase transitoria, sottolineando l'esigenza di stabilire un termine entro il quale realizzare la separazione proprietaria delle diverse società. Tuttavia, in sede di adozione del d.lgs. n. 164 del 2000, la soluzione della separazione proprietaria, prospettata dall'Antitrust, non è stata accolta.

¹⁸⁴ Al riguardo si veda G. Zavattoni, *Il Decreto Letta sulla direttiva gas: profili antitrust e commerciali*, in *Rassegna Giuridica dell'Energia Elettrica*, 2000, 378.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nel documento redatto a conclusione dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore del gas naturale, avviata nel febbraio 2003 congiuntamente con l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ha osservato come la definizione di una normativa di rango primario, contenuta nel decreto Letta, nonché l'adozione di una regolazione relativamente avanzata rispetto alla media dei Paesi aderenti all'Unione europea, si siano rivelate, almeno nel breve periodo, una condizione necessaria ma non sufficiente per il raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

In proposito occorre evidenziare che, sebbene l'art. 19 del d.lgs. n. 164 abbia imposto all'Eni la riduzione al 75 per cento delle sue quote di vendita e importazione, tale misura si è mostrata scarsamente efficace in ordine alla liberalizzazione del suddetto comparto. Infatti l'Eni, cedendo ai concorrenti la quantità di gas che non poteva più importare per effetto dell'imposizione di tale soglia, ha di fatto saturato il mercato italiano, dato che nessuno spazio rimaneva per le importazioni che non traevano origine dai contratti *take or pay*¹⁸⁵ stipulati dall'*ex* monopolista¹⁸⁶.

In proposito vale la pena di osservare che la Banca di Italia, nella relazione annuale per il 2000¹⁸⁷, ha affermato che, rispetto al settore dell'energia elettrica, il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha compiuto progressi minori. Infatti, mentre nella distribuzione finale operano numerose società, l'offerta è ancora caratterizzata da un regime di quasi monopolio. Inoltre il Gruppo Eni controlla il 95 per cento del gas importato e quasi il 90 per cento della produzione nazionale. Il d.lgs. n. 164 del 2000 modifica solo in parte questa struttura di mercato, limitando ad un massimo del 75 per cento la quota di produzione e di importazione che ciascun soggetto può detenere. Tale limitazione appare tuttavia insufficiente per lo sviluppo di un mercato concorrenziale, tenuto conto che il gruppo Eni mantiene il monopolio dei centri di stoccaggio e controlla la rete di trasmissione ad alta pressione, infrastrutture indispensabili ai potenziali concorrenti per poter rifornire il mercato. L'accesso alla rete è regolato¹⁸⁸ dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ma l'Eni può rifiutare la trasmissione del gas in

¹⁸⁵ Si tratta di contratti con cui l'acquirente si impegna a corrispondere al produttore una quota fissa relativamente elevata, indipendentemente dal ritiro o meno dei quantitativi di gas pattuiti.

¹⁸⁶ Sul punto si veda G. Bellantuomo, *La regolazione multilivello nel settore dell'energia*, in F. Cafaggi (a cura di) *Corporate Governance, networks e innovazione*, Padova, 2005, 52.

¹⁸⁷ Cfr. Banca di Italia, *Relazione annuale per il 2000*, 116.

¹⁸⁸ Nella segnalazione al Parlamento e al Governo dell'8 novembre 1999, avente ad oggetto la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha osservato che la soluzione dell'accesso regolato, a cui si fa riferimento nei principi e criteri direttivi della legge delega n. 144 del 1999, sembra essere l'unica coerente con le caratteristiche tecniche ed economiche connesse alla rete italiana di gasdotti che è un monopolio naturale e che costituisce, quindi, un'infrastruttura essenziale. Ad avviso dell'Antitrust il ricorso ad una procedura di accesso negoziato, anch'essa prevista dalla direttiva 98/30/CE, non sarebbe sufficiente ad escludere che l'impresa proprietaria delle reti abusi

caso di conflitto con i propri interessi legati alle clausole di importazione di lungo periodo o con gli obblighi di servizio pubblico. Questo insieme di fattori costituisce un serio ostacolo al dispiegarsi della concorrenza in un settore che presenta prezzi nettamente superiori alla media europea.

La stessa Banca di Italia, nella relazione annuale per il 2001¹⁸⁹, ha altresì rilevato che nel comparto del gas naturale permane un monopolio nella rete di trasporto nazionale: infatti 29.000 dei suoi 30.000 km sono di proprietà di Snam rete gas S.p.A., facente parte del Gruppo Eni, che controlla anche tutti i gasdotti di importazione per il gas naturale provenienti dall'Algeria, dalla Russia e dai Paesi Bassi. Risulta poi che Eni continua a detenere più del 50 per cento del pacchetto azionario di Snam S.p.A., ponendo in essere un'evidente situazione di integrazione verticale.

4.2.1 L'impatto sul circuito istituzionale Governo-Autorità di regolazione

Il decreto Letta ha individuato nel Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas i soggetti ai quali sono attribuite le funzioni amministrative dirette all'attuazione della legislazione sul mercato interno del gas naturale. Innanzitutto al Ministero compete il rilascio degli atti necessari a consentire l'ingresso nel settore del gas naturale da parte degli operatori e, cioè, delle autorizzazioni e delle concessioni¹⁹⁰. Inoltre allo stesso Ministero è riservato il potere di decidere i contenuti-tipo degli atti che regolano il concreto svolgimento, da parte di terzi, delle attività rientranti nella sfera di titolarità pubblica: ad esempio il Ministero approva con decreto il disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio, ai sensi dell'art. 11, co. 1, del d.lgs. n. 164 del 2000, nonché il contratto tipo, predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas relativamente all'attività di distribuzione, ai sensi dell'art. 14, co. 1, del medesimo decreto.

Con l'attribuzione dei suindicati poteri di decisione al Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, nel decreto Letta il legislatore sembra essersi adeguato all'ordine dei rapporti tra il richiamato Ministero e l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas delineato dall'art. 2, co. 12, lett. b) e d), della l. n. 481 del 1995, il quale prevede che l'Autorità ha il solo compito di proporre ai “*Ministri competenti gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione o autorizzazione, delle convenzioni e dei contratti di programma*”.

della propria posizione dominante, negando l'accesso agli operatori o praticando comunque condizioni contrattuali che le consentano di appropriarsi dell'intera rendita monopolista.

¹⁸⁹ Cfr. Banca di Italia, *Relazione annuale per il 2001*, 110.

¹⁹⁰ Cfr. art. 3 relativamente all'attività di importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea; art. 4, co. 2, con riguardo all'esecuzione di rilievi geofisici; art. 11 con riferimento alle attività di stoccaggio; art. 17, co. 1, in ordine alla vendita ai clienti finali.

Tale dualismo di competenze tra il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato e l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas appare giustificato almeno in parte dalla circostanza che il d.lgs. n. 164 del 2000 ha conferito al Ministero il compito di assumere scelte anche con contenuti politici¹⁹¹. In proposito è necessario rilevare che il decreto Letta attribuisce espressamente al Governo la funzione di indirizzo politico del settore del gas naturale, sia in generale, ai sensi dell'art. 28, co. 1, sia con riferimento a profili specifici, come in materia di tariffe, ai sensi dell'art. 23, co. 1¹⁹². Invero il d.lgs. n. 164 del 2000 detta alcuni criteri di massima per l'esercizio delle competenze del Ministro dell'Industria, Commercio e Artigianato, lasciando ampi spazi di discrezionalità all'organo politico. Ad esempio l'art. 3, co. 2, nel prevedere i requisiti ai quali è subordinato il rilascio, da parte dello stesso Ministero, delle autorizzazioni all'importazione di gas da Paesi non appartenenti all'Unione europea, utilizza una formulazione piuttosto generica; di analogo tenore appare l'art. 11, co. 1, in cui si dispone, con riguardo alla concessione di stoccaggio, che il Ministero deve verificare che *“i richiedenti abbiano la necessaria capacità tecnica, economica ed organizzativa e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni del decreto”*.

Inoltre occorre rilevare che spetta al Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, e non all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che è chiamata invece sul punto a esprimere un parere obbligatorio ma non vincolante, la competenza a concedere deroghe temporanee all'applicazione del d.lgs. n. 164 del 2000 in caso di rifiuto all'accesso derivante da *“gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contratti di tipo take or pay sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE”*¹⁹³. Ciò trova giustificazione nella circostanza che, di regola, la competenza a concedere deroghe al sistema viene attribuita al Ministero, come nel caso delle deroghe concernenti i generali poteri ministeriali di salvaguardia e quelli di intervento per garantire la tempestiva e funzionale attuazione degli adempimenti necessari alla fase di transizione, di cui all'art. 28, co. 3 e 4, del decreto Letta, ovvero delle deroghe concernenti il compito di fissare le regole per lo svolgimento delle attività di dispacciamento in condizioni di emergenza.

¹⁹¹ Sul punto si veda G. Caia, S. Colombari, *Regolazione amministrativa e mercato interno del gas naturale*, cit., 344 ss.

¹⁹² Tuttavia si deve precisare che l'esercizio della potestà tariffaria nel settore del gas è una competenza regolatoria che rimane pacificamente attribuita all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la quale, peraltro, in questo caso è chiamata a compiere una scelta discrezionale, cioè ad effettuare una ponderazione di interessi. Invero, ai sensi dell'art. 23 del d.lgs. n. 164 del 2000, in sede di determinazione delle tariffe per l'accesso alle infrastrutture di trasporto e di dispacciamento, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione, si deve tener conto, oltre che del criterio della congrua remunerazione del capitale investito, anche di svariati interessi pubblici, come quello di non penalizzare le aree del paese con minori dotazioni infrastrutturali o quello di promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili.

¹⁹³ Cfr. art. 26 del d.lgs. n. 164 del 2000.

A fronte delle competenze del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, connesse prevalentemente a decisioni di contenuto politico, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas risulta titolare di attribuzioni, volte a dare applicazione alle scelte normative operate, che è possibile suddividere in tre tipologie di funzioni:

- 1) valorizzazione delle sue competenze tecniche;
- 2) regolazione e vigilanza per la promozione della concorrenza e la garanzia della parità di trattamento tra operatori e utenti;
- 3) risoluzione dei conflitti tra i soggetti operanti nel mercato del gas naturale.

Il d.lgs. n. 164 del 2000 prevede alcune ipotesi di collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato, come nel caso in cui si renda necessario un supporto tecnico agli atti ministeriali nelle fattispecie indicate dagli artt. 9, 14, co. 1, e 26, co. 3. Tuttavia rimane fermo il fatto che l'Autorità, nell'adempire ai compiti ad essa assegnati dal decreto Letta, deve sempre tenere conto, ai sensi dell'art. 1, co. 1, della l. n. 481 del 1995, degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo, al quale spettano, come visto, funzioni di indirizzo nel settore del gas naturale.

Alla luce di quanto precede emerge che il d.lgs. n. 164 del 2000 ha modificato in maniera rilevante i poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i quali sono stati sottoposti ad un progressivo processo di "erosione" rispetto al modello delineato dalla l. n. 481 del 1995. In sostanza, i poteri spettanti in via esclusiva all'Autorità nel settore del gas riguardano le materie concernenti la determinazione delle tariffe e la garanzia del diritto di accesso dei terzi alla rete e ai servizi. In alcuni casi è poi richiesto l'intervento sia dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato: tra essi rientra il caso in cui, pur rimanendo fermo il ruolo consultivo dell'Autorità, il potere decisionale in materia di deroga al diritto di accesso ai terzi viene attribuito al Ministero. Analogamente l'attribuzione al Ministero del compito di stabilire i criteri per determinare il corrispettivo della concessione di coltivazione si traduce in una limitazione alla potestà tariffaria dell'Autorità¹⁹⁴.

In definitiva nel decreto Letta il ruolo del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato risulta ampliato e rafforzato: invero a tale soggetto viene attribuito un incisivo potere di indirizzo dato che esso ha il compito di *“provvedere alla sicurezza, all'economicità e alla programmazione a lungo termine del sistema*

¹⁹⁴ Cfr. art. 13, co. 9, del d.lgs. n. 164 del 2000.

*nazionale del gas*¹⁹⁵, nonché un potere normativo relativo a funzioni di carattere regolamentare e tecnico¹⁹⁶.

4.3 I successivi interventi normativi

Con la l. n. 239 del 2004, c.d. “Marzano”, l’Italia ha dato attuazione alla direttiva 2003/55/CE¹⁹⁷, riproducendo sostanzialmente la disciplina del decreto Letta con riguardo al settore del gas naturale. In particolare si stabilisce che le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sono considerate attività di interesse pubblico e sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti. Inoltre si prevede che le attività di distribuzione di gas, di esplorazione e stoccaggio sotterraneo di idrocarburi sono affidate in concessione secondo le disposizioni di legge.

Sotto alcuni profili la l. n. 239 del 2004 non sembra tener conto del novellato quadro comunitario: ad esempio, essa prevede l’esenzione dal diritto di accesso alla rete, ponendosi in contrasto con la direttiva 2003/55/CE, la quale, invece, non riconosce tale possibilità di deroga.

Un intervento di liberalizzazione è stato poi adottato con il d.l. n. 7 del 2007, c.d. “Bersani bis”, convertito dalla l. n. 40 del 2007, che, all’art. 11, co. 1, stabilisce che, al fine di accrescere gli scambi sul mercato nazionale del gas naturale, nonché di facilitare l’accesso dei piccoli e medi operatori, con decreto del Ministro dello sviluppo economico sono determinate le modalità con cui le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas, dovute allo Stato, sono cedute dai titolari delle concessioni di coltivazione presso il mercato regolamentato delle capacità. Il co. 2 della citata disposizione prevede che le autorizzazioni all’importazione di gas rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico sono subordinate all’obbligo di offerta presso il mercato regolamentato di una quota del gas importato, definita con decreto ministeriale in misura rapportata ai volumi complessivamente importati. Le modalità di offerta sono determinate dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas secondo principi non discriminatori.

L’art. 30 della l. n. 99 del 2009 ha affidato in esclusiva al Gestore del Mercato Elettrico l’organizzazione e la gestione economica del mercato del gas naturale e dei servizi connessi alla compravendita del gas,

¹⁹⁵ Cfr. art. 28, co. 2, del d.lgs. n. 164 del 2000.

¹⁹⁶ Cfr. art. 3, co. 3; art. 6, co. 2; art. 8, co. 6 e 7; art. 12, co. 2, 9 e 10; art. 13, co.1; art. 27, co. 1; art. 36 del d.lgs. n. 164 del 2000. Sul punto si veda in dottrina, M. Polo, C. Scarpa, *Quanta concorrenza passerà attraverso i tubi*, in *Mercato concorrenza regole*, 2000, 375; C. Cazzola *La volpe e il coniglio: monopolio e concorrenza nel mercato del gas naturale in Italia*, in *Mercato concorrenza regole*, 2000, 355 ss.

¹⁹⁷ In proposito si veda M.E. Salerno, *Il mercato del gas naturale in Italia*, in L. Ammannati, (a cura di) *Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell’energia*, cit., 61 ss.

da effettuarsi secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività. La disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GME, è approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico¹⁹⁸, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Al GME è affidata l'organizzazione e la gestione di una piattaforma di negoziazione di gas naturale, attraverso la quale devono essere offerte quote di gas importato, denominata P-Gas. Tale piattaforma di negoziazione è finalizzata a mettere in contatto la domanda di piccoli e medi operatori e l'offerta degli operatori maggiormente presenti a monte della filiera del gas, assicurando una formazione del prezzo più trasparente, grazie alla massima pubblicità data alle informazioni aggregate sulle operazioni di compravendita.

La costituzione di questa piattaforma di negoziazione costituisce il primo passo per la realizzazione di una borsa del gas, che rappresenta un rimedio volto a modificare in senso concorrenziale la struttura del mercato¹⁹⁹. Infatti la costituzione di un mercato regolamentato del gas naturale mira ad accrescere la concorrenza a valle, cioè nella fase della vendita, laddove l'esigenza di una maggiore competitività è fortemente avvertita a causa della perdurante influenza dell'*incumbent*.

L'art. 30, co. 6, della l. n. 99 del 2009 ha poi previsto l'adozione da parte del Governo di decreti legislativi finalizzati a rivedere i tetti *antitrust* sull'importazione e sulla vendita di gas naturale nonché sull'incontro tra la domanda dei clienti industriali e l'offerta di gas. In applicazione di tale norma, è stato adottato il d.lgs. n. 130 del 2010, c.d. "Stoccaggi", che ha modificato l'art. 19 del d.lgs. n. 164 del 2000, introducendo un sistema di verifica delle quote di mercato detenute dagli operatori che immettono gas naturale nella rete nazionale. In particolare si prevede che ogni operatore che immette gas naturale nella rete nazionale sia tenuto a comunicare al Ministero dello sviluppo economico, all'Autorità garante del mercato e della concorrenza e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la quota di mercato del gruppo, pena l'applicazione di una sanzione amministrativa irrogata dall'Antitrust. Inoltre si stabilisce un limite alla quota di mercato che ogni operatore può detenere, definendo una soglia ordinaria, pari al 40 per cento²⁰⁰ e una soglia premiale, elevata al 55 per cento, per le ipotesi in cui

¹⁹⁸ Con D.M. 18 marzo 2010 sono definite le modalità con le quali il GME assume la gestione delle offerte di vendita e di acquisto relativamente alle quote di gas importato, di cui all'art. 11, co. 2, del d.l. n. 7 del 2007. Con D.M. del 6 agosto 2010 sono stabilite le modalità con le quali il Gestore dei mercati energetici assume la gestione delle offerte di vendita e di acquisto relativamente alle aliquote delle produzioni di gas destinate allo Stato di cui all'art. 11, co. 1, del d.l. n. 7 del 2007.

¹⁹⁹ In proposito si veda A.M. Altieri, *L'istituzione di un mercato regolamentato: la borsa del gas*, in *Annuario di diritto dell'energia*, 2014, *Quali regole per il mercato del gas*, Bologna, 2014, 21 ss.

²⁰⁰ Già l'art. 3, co. 1, del d.l. n. 78 del 2009 aveva fissato un tetto *antitrust* per l'importazione al 40 per cento, con l'obbligo di offrire un determinato volume mediante procedure concorrenziali.

L'operatore si impegni a potenziare o costruire nuove infrastrutture di stoccaggio, coniugando così lo scopo di promuovere la concorrenza con quello di potenziare la capacità di stoccaggio.

Uno sviluppo ulteriore nella liberalizzazione del mercato del gas naturale è stato attuato con l'art. 38 della l. n. 164 del 2014, di conversione del d.l. n. 135 del 2014, c.d. "Sblocca Italia", che, nell'intento di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese, detta una disciplina finalizzata a sbloccare gli investimenti privati nel settore mediante l'introduzione di misure di semplificazione e accelerazione procedimentale. In particolare si stabilisce che le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio del gas naturale rivestono carattere strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili. Inoltre si prevede che esse sono esercitate sulla base di un titolo concessorio unico, le cui modalità di conferimento sono determinate con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 25 marzo 2015. Tale provvedimento stabilisce che il procedimento unico per il conferimento del titolo concessorio unico è svolto nel termine di centottanta giorni mediante apposita conferenza di servizi, nel cui ambito è effettuata la valutazione di impatto ambientale preliminare del programma di lavori complessivo, espressa, entro sessanta giorni, con parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e rilascio dell'intesa della Regione.

Con il decreto Sblocca Italia si è inteso anticipare quell'accentramento di competenze che la proposta di riforma del titolo V della Costituzione, respinta dal popolo italiano con il *referendum* costituzionale del 4 dicembre 2016, intendeva riaffermare. Il progetto di legge di revisione costituzionale n. 1429 prevedeva un forte recupero da parte dello Stato di poteri e competenze in tema di energia, disponendo che la materia "produzione trasporto e distribuzione nazionale dell'energia"²⁰¹ fosse trasferita alla competenza esclusiva dello Stato²⁰² e che lo Stato potesse esercitare una "clausola di supremazia" nei confronti delle Regioni a tutela dell'unità della Repubblica e dell'interesse nazionale²⁰³.

²⁰¹ L'art. 117, co. 3, della Costituzione prevede che la competenza relativa a produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia sia ripartita tra Stato e Regione. L'attribuzione della materia dell'energia alla competenza legislativa concorrente è stata oggetto di forti critiche, in ragione dell'indubbia sussistenza di un interesse unitario e della necessità di un esercizio uniforme delle funzioni in materia, che non può essere disconosciuta a meno di non accettare il rischio di una paralisi del sistema. In questo senso si veda G. Pitruzzella, *Recenti tendenze sul mercato del gas naturale: una prospettiva antitrust*, in *Annuario di diritto dell'energia*, 2014. *Quali regole per il mercato del gas*, cit., 237; Sul punto si veda anche F. Costantino, *Il terzo incluso: Stato e Regioni faccia a faccia con energia, titolo V e referendum abrogativo*, in *federalismi.it*, 10 agosto 2016, n. 6, disponibile su www.federalismi.it, 6.

²⁰² Art. 117, co. 2, lett. v), del d.d.l. n. 1429. In dottrina si è osservato che il ritorno al centro sarebbe solo una stabilizzazione formale di un processo già avviato in atto da tempo, vale a dire lo svuotamento progressivo della potestà legislativa regionale concorrente in materia di energia. Invero in questo settore lo spazio di intervento regionale deve inevitabilmente fare i conti con le esigenze di coordinamento e di programmazione generale, che possono essere assicurate solo dallo Stato in maniera uniforme ed omogenea. Sul punto si veda M. Cocconi, *E se l'energia tornasse allo Stato? Gli effetti nocivi del decentramento e le ragioni*

In dottrina si è sostenuta la necessità di rivedere l'attuale sistema di “*governance* multilivello”, tipico del c.d. “federalismo all'italiana”, che caratterizza gli investimenti nel settore dell'energia, sulla base della considerazione che troppi soggetti sono coinvolti nei processi autorizzativi con tempi assai lunghi e poteri di veto ingiustificati. Inoltre si è osservato che in questa stagione di riforme sarebbe opportuno concepire una modifica dell'impianto costituzionale diretta a far riappropriare lo Stato centrale del potere autorizzatorio in materia di infrastrutture energetiche di interesse nazionale, con il riconoscimento del ruolo di partecipazione degli enti territoriali mediante l'intesa e con la previsione di rigidi poteri sostitutivi in caso di inerzia²⁰⁴.

5. Il d.lgs. n. 93 del 2011: l'attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE nell'ordinamento nazionale

Con il d.lgs. n. 93 del 2011²⁰⁵ il legislatore italiano ha dato attuazione alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Terzo Pacchetto Energia²⁰⁶. Alla vigilia dell'adozione di tale decreto, il rapporto sullo stato di avanzamento della liberalizzazione dei mercati energetici, presentato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in sede di audizione del 20 ottobre 2010 presso la 10^a Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica, descrive un quadro complessivo in cui si registra il diverso livello di concorrenza tra il mercato dell'energia elettrica e del gas risultante da alcune asimmetrie esistenti sia in termini di peso dell'operatore dominante, che di proprietà e gestione delle reti di trasporto e delle attività necessarie allo sviluppo dei mercati.

Con riguardo al settore elettrico, si è riscontrata la presenza effettiva di numerosi produttori e la riduzione del peso del maggior operatore Enel a meno di un terzo del totale della produzione. Inoltre si è evidenziata la funzione calmieratrice svolta dall'Acquirente Unico S.p.A., che acquista l'energia per

di un ritorno al centro, cit., p. 1; G. Cozzolino, *Produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*, in *Le materie dell'art. 117 nella giurisprudenza costituzionale dopo il 2001*, a cura di R. Bifulco, A. Celotto, Napoli, 2015, p. 371.

²⁰³ In particolare si stabiliva che, su proposta del Governo, la legge dello Stato potesse intervenire in materie non riservate alla legislazione esclusiva, quando lo richiedeva la tutela dell'unità giuridica o economica della Repubblica, ovvero la tutela dell'interesse nazionale.

²⁰⁴ In questo senso si veda G. Pitruzzella, *Recenti tendenze sul mercato del gas naturale: una prospettiva antitrust*, cit., 237.

²⁰⁵ In applicazione della legge delega n. 96 del 2010, il d.lgs. n. 93 del 2011 è stato adottato in data 1° giugno 2011, in ritardo rispetto al termine di recepimento delle direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE, fissato per gli Stati membri al 3 marzo 2011. Con specifico riguardo al recepimento del Terzo Pacchetto in Italia in dottrina si veda R. Miccù, *L'ordine del mercato energetico e l'attuazione delle direttive di terza generazione in Italia*, in *Gazzetta amministrativa*, 2013, n. 1, 6 ss.; Id., *Regolazione e governo multilivello del mercato europeo dell'energia*, cit., 3 ss.; inoltre sia consentito rinviare a M. Giachetti Fantini, *La governance dei mercati energetici nell'attuazione in Italia del Terzo Pacchetto comunitario*, in *ApertaContrada*, 10 giugno 2016, 1 ss., disponibile su www.apertacontrada.it; Id., *La governance dei mercati energetici nell'attuazione in Italia del Terzo Pacchetto comunitario*, in R. Miccù (a cura di), *Multilevel Regulation and Government in Energy Markets*, cit., 215 ss.

²⁰⁶ Con le norme contenute nel titolo V del d.lgs. n. 93 del 2011 è stata recepita anche la direttiva 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas naturale e di energia elettrica.

soddisfare la domanda dei clienti tutelati che ancora non hanno scelto di passare al mercato libero, sottolineando che tale soggetto di fatto costituisce il più grande grossista²⁰⁷ ma agisce in piena concorrenza con gli altri operatori, senza godere di vantaggi di natura normativa.

Con riguardo al settore del gas naturale, si è rilevato che il mercato è caratterizzato da un'offerta che a stento riesce a far fronte alla domanda e a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e che esso risulta privo di un'effettiva competizione in quanto controllato direttamente o indirettamente da Eni S.p.A. L'assenza di una rete di trasporto disincentiva gli investimenti di operatori terzi, in quanto l'imparzialità dell'accesso alla rete e della gestione del dispacciamento non è garantita dall'indipendenza dell'operatore, ma solo dal controllo *ex post* dell'Autorità di regolazione e dell'Antitrust.

In sostanza, dal confronto strutturale tra il mercato dell'energia elettrica e il mercato del gas naturale emerge che il primo, seppur lentamente²⁰⁸, è avviato al consolidamento di dinamiche concorrenziali e piena contendibilità; il secondo è gravato dall'organizzazione societaria dell'operatore dominante²⁰⁹. In definitiva in Italia la liberalizzazione del mercato dell'energia viaggia a due velocità: con efficacia nel settore elettrico, già positivamente aperto alla concorrenza, con molte resistenze e difficoltà nel settore del gas naturale²¹⁰, penalizzato dalla scarsa concorrenzialità.

Allo scopo di rimediare ai suesposti punti di debolezza dei mercati energetici liberalizzati, il d.lgs. n. 93 del 2011 mira ad accrescere la concorrenza nei mercati nazionali dell'elettricità e del gas, ad assicurare un'efficace separazione tra gli operatori che al contempo sono proprietari e gestori delle reti di trasporto e le imprese che utilizzano le medesime reti per l'importazione e la vendita, a garantire i consumatori e, in particolare, i clienti vulnerabili, in termini di continuità, sicurezza delle forniture e di tutela dei prezzi²¹¹.

Con riguardo alla prima finalità perseguita dal decreto attuativo del Terzo Pacchetto comunitario, si segnala per la sua portata liberalizzatrice la normativa sull'attività di vendita ai clienti finali, contenuta

²⁰⁷ L'Acquirente Unico assorbe il 30 per cento della domanda nazionale.

²⁰⁸ Tuttavia va segnalato che la struttura del mercato dell'energia elettrica per i clienti domestici è ancora fortemente concentrata: la quota di mercato del primo operatore (Enel) è del 50% delle vendite e quelle dei primi tre supera il 72%.

²⁰⁹ Sulle peculiari caratteristiche del mercato del gas naturale in Italia, si veda F. Donati, *Le reti per il trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale*, in A. Predieri, M. Morisi (a cura di), *L'Europa delle reti*, Quaderni Cesifin, Torino, 2001; A. Biancardi, *Alcune considerazioni sul processo di liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia*, in *L'industria*, 2004, 3; V. Cioffo, *La fuga della distribuzione di gas*, in *Mercato, concorrenza, regole*, 2006, 2; P. Cavaliere, A. Vendaschi, *Il mercato europeo del gas naturale: un obiettivo ancora da raggiungere*, in *Diritto Pubblico Europeo Comparato*, 2007, 2; M. Beccarello, F. Piron, *La regolazione del mercato del gas naturale*, Roma, 2008.

²¹⁰ Nel mercato del gas naturale prevale il monopolio locale, in cui gli *incumbent* continuano ad essere i fornitori principali del servizio.

²¹¹ Camera dei deputati, XVI legislatura, *D.Lgs. 1 giugno 2011, n. 93 Mercato dell'energia elettrica e del gas, Terzo pacchetto energia*, Documentazione per l'esame di Atti del Governo, Schede di Lettura, n. 299/01, 8 luglio 2011, 25.

nell'art. 30 del d.lgs. n. 93 del 2011, che ha modificato l'art. 17 del d.lgs. 164 del 2000. Con tale intervento riformatore si è eliminata la disciplina sulla necessità della richiesta di un'autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico per le imprese che intendono svolgere l'attività di vendita del gas naturale a clienti finali e si è prevista l'istituzione presso lo stesso Ministero di un elenco, operativo dal 1° gennaio 2012, dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali²¹². Nella relazione tecnica allegata allo schema di decreto di attuazione del Terzo Pacchetto comunitario si evidenzia che l'innovazione introdotta con l'art. 30 consiste nella sostituzione, coerente con le recenti direttive governative in materia di semplificazione degli oneri amministrativi a carico delle imprese, del titolo autorizzatorio prescritto dalla legislazione vigente con il mero requisito dell'inserimento dell'impresa venditrice nel predetto elenco ai fini dell'esercizio dell'attività di vendita del gas naturale.

L'art. 30, co. 2, del d.lgs. n. 93 del 2011 stabilisce che i soggetti che, alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, risultano autorizzati alla vendita di gas naturale a clienti finali, sono direttamente iscritti all'elenco. Inoltre al co. 3 si dispone che le società interessate ad essere incluse nell'elenco sono tenute a presentare una richiesta al Ministero dello sviluppo economico in base a criteri e requisiti indicati con un decreto ministeriale entro il 1° gennaio 2012²¹³. Il Ministero, entro trenta giorni dalla suddetta richiesta, qualora verifichi la non congruità di uno o più dei requisiti, può sospendere l'iscrizione nell'elenco del soggetto interessato e richiedere allo stesso elementi integrativi. Ai sensi del co. 4 l'elenco è pubblicato sul sito internet del Ministero e aggiornato mensilmente.

Anche la disciplina sulla distribuzione del gas naturale, contenuta nell'art. 24, co. 4, d.lgs. n. 93 del 2011, si prefigge l'obiettivo di promuovere una più intensa apertura del relativo mercato. Tale disposizione stabilisce che, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'art. 46 *bis*, co. 2, del d.l. n. 159, convertito con modificazioni²¹⁴ dalla l. n. 222 del 2007, ferma restando la possibilità di affidare il servizio secondo le procedure applicabili alla data di indizione della gara laddove gli enti locali, in caso di gara aperta, abbiano già pubblicato bandi di gara ovvero, in caso di gara ristretta, abbiano inviato le lettere di invito o non sia ancora intervenuta l'aggiudicazione dell'impresa vincitrice.

²¹² L'elenco è relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas.

²¹³ In data 29 dicembre 2011 è stato adottato il decreto, recante il titolo "Semplificazione per le attività di vendita e di gas naturale e di biogas ai sensi dell'articolo 30 del decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93", in cui sono disciplinati i requisiti nonché le modalità che devono essere seguite per ottenere l'iscrizione nel suddetto elenco.

²¹⁴ La disposizione in parola è stata innovata dall'art. 2, co. 175, della l. n. 244 del 2007.

In proposito giova ricordare che l'art. 46 *bis* del d.l. n. 159 del 2007 ha segnato un punto di svolta per la riforma del settore di distribuzione del gas naturale, introducendo un sistema di organizzazione del servizio basato su ambiti territoriali minimi. Infatti le gare prescritte dal d.lgs. n. 164 del 2000 non devono più riguardare il singolo territorio comunale ma possono svolgersi anche a livello sovracomunale, con riguardo ad ambiti territoriali minimi riferiti a bacini ottimali di utenza, selezionati secondo criteri di efficienza ed economicità, ovvero di riduzione dei costi²¹⁵.

Al fine di assicurare una maggiore concorrenza nel settore del gas naturale, nonché il rispetto dei livelli minimi essenziali di qualità, l'art. 46 *bis*, co.1, del d.l. n. 159 del 2007 ha attribuito al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero per gli affari regionali, il compito di individuare, sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, criteri di gara e di valutazione delle offerte che tengano conto delle condizioni economiche offerte ai consumatori, degli *standard* qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e sviluppo delle reti e degli impianti. Agli stessi Ministeri spetta il compito di individuare gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare, su proposta dell'Autorità e sentita la Conferenza unificata. In particolare il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero per gli affari regionali devono individuare bacini ottimali di utenza, mediante l'applicazione dei criteri di efficienza e riduzione dei costi, e adottare misure di incentivazione di forme di aggregazione degli enti locali. La gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas deve essere bandita per ciascun bacino ottimale di utenza entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale, che, a sua volta, deve essere operata entro un anno dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del d.l. n. 159 del 2007²¹⁶.

L'evoluzione della normativa sulla distribuzione del gas naturale mostra che, mentre l'art. 46 *bis* del d.l. n.159 del 2007, ha incentivato, senza imporre, forme di aggregazione degli enti locali per lo svolgimento

²¹⁵ In proposito si veda B. Caravita di Toritto, *La definizione degli ambiti territoriali ottimali e i processi di aggregazione*, in *Annuario di diritto dell'energia 2014. Quali regole per il mercato del gas*, cit., 191 ss.

²¹⁶ L'attuazione della riforma della distribuzione del gas naturale è stata demandata alla normativa secondaria. Con d.m. del 19 gennaio 2011 è stato definito il numero complessivo degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale, che sono stati fissati in 177, operando una prima suddivisione a livello provinciale e una successiva a livello subprovinciale. Inoltre è stata affermata la necessità per gli enti locali di ciascun ambito territoriale di affidare il servizio di distribuzione del gas naturale mediante gara unica, che può essere estesa a due o più ambiti confinanti, previo accordo degli enti locali degli ambiti interessati. È stato poi adottato il d.m. del 21 aprile 2011 sulla tutela occupazionale degli addetti, direttamente o indirettamente, alla gestione degli impianti oggetto di gara, dal momento del subentro del nuovo gestore. Con d.m. del 18 ottobre 2011 sono stati definiti i confini degli ambiti territoriali minimi e individuati i comuni rientranti in ciascun ambito territoriale minimo. Con il d.m. n. 226 del 12 novembre 2011, modificato dal d.m. del 20 maggio 2015, meglio noto come "Regolamento gare", è stata dettata la normativa sul procedimento di gara, riguardante i criteri di gara e la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. Questi decreti contengono perciò una disciplina nazionale uniforme sugli aspetti più significativi attinenti all'organizzazione e alla gestione del servizio di distribuzione del gas.

del servizio di distribuzione del gas, l'art. 24 del d.lgs. n. 93 del 2011 ha definitivamente sancito l'obbligo di gara per ambiti territoriali minimi, cui gli enti locali sono tenuti ad aderire. Quest'ultima disposizione, sottoposta al giudizio della Corte costituzionale, ha superato positivamente il vaglio di legittimità nella sentenza n. 134 del 2013: ad avviso del giudice costituzionale, la scelta del legislatore, confermata dagli interventi normativi successivi, sarebbe giustificata dalla "acquisita consapevolezza che l'aumento di dimensione degli ambiti di gara consente di ridurre significativamente le tariffe di distribuzione, a vantaggio dei consumatori, di migliorare la qualità del servizio e di ridurre i costi relativi" e si porrebbe in una logica di continuità con le disposizioni anteriori in quanto espressa in una norma "chiaramente strumentale alla definizione della lunga transizione avviata dal d.lgs. n. 164 del 2000 verso un sistema di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale improntato a criteri di trasparenza ed efficienza, all'interno di un mercato concorrenziale".

La normativa dettata dall'art. 46 *bis* del d.l. n. 159 del 2007 e dall'art. 24 del d.lgs. n. 93 del 2011 opera un significativo mutamento di prospettiva. L'art. 14 del d.lgs. n. 164 del 2000 aveva modificato la disciplina della distribuzione del gas naturale, imponendo l'apertura alla concorrenza attraverso l'obbligatoria individuazione dei concessionari con gara; ma, al contempo, aveva confermato in capo agli enti locali la titolarità del servizio e le conseguenti funzioni amministrative. Proprio su questo secondo profilo ha inciso la normativa successiva, imponendo l'istituzione di un interlocutore unico per tutte le fasi: da quella antecedente all'indizione della gara a quella di esecuzione del contratto. I compiti di amministrazione attiva, indirizzo, vigilanza, programmazione, controllo e gestione del rapporto con il distributore, che l'art. 14 del decreto Letta manteneva in capo ai singoli enti locali, sono concentrati, sulla base dell'art. 46 *bis* del d.l. n. 159 del 2007, nonché per effetto dell'art. 24 del d.lgs. n. 93 del 2011, in capo al soggetto delegato. Conseguentemente muta il ruolo riconosciuto agli enti locali, cui residuano essenzialmente, da un lato, obblighi informativi nei confronti del soggetto delegato e, dall'altro, funzioni di vigilanza e controllo²¹⁷.

In ordine alla seconda finalità perseguita dal decreto attuativo del Terzo Pacchetto comunitario, concernente il rafforzamento dell'*unbundling*, va rilevato che nel d.lgs. n. 93 del 2011 si è mantenuto un regime differenziato per l'energia elettrica e il gas naturale. In particolare, con riguardo all'elettricità, si è confermato il modello di separazione proprietaria già da tempo introdotto tra attività di produzione e

²¹⁷ Ne derivano delicati problemi operativi che possono rappresentare un serio ostacolo all'effettiva applicazione della nuova disciplina: si pensi ai rapporti tra gli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale minimo e il "soggetto unico delegato". Sul punto si veda A. Romano, *Le gare per la distribuzione del gas*, in *Annuario di diritto dell'energia*, 2014, *Quali regole per il mercato del gas*, cit., 208.

vendita e attività di gestione della rete di trasmissione, ribadendo l'attribuzione di quest'ultima in regime di concessione a Terna s.p.a.²¹⁸ e sancendo, in modo più incisivo rispetto al passato, il divieto per la stessa di esercitare, direttamente o indirettamente, attività di produzione e di fornitura di energia elettrica e di gestire, anche temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica²¹⁹. In proposito va rilevato che la separazione proprietaria non ha carattere assoluto, dato che è comunque consentita la partecipazione minoritaria di imprese di generazione e di vendita al capitale sociale di Terna.

Con riguardo al gas, si è invece optato per la soluzione meno radicale dell'ITTO (*Independent Transmission Operator*)²²⁰, la più gradita al campione nazionale Eni S.p.A e al Governo, in qualità di suo azionista, salvo prevedere la facoltà degli altri proprietari di reti di trasporto di scegliere il regime dell'ISO (*Independent System Operator*), nonché la facoltà di tutti gli operatori, incluso Eni, di adottare la misura più radicale dell'*ownership unbundling*. Allo scopo di separare funzionalmente Eni da Snam Rete Gas, si è quindi scelto il modello del Gestore di trasporto indipendente (Gti)²²¹e, al fine di potenziare l'indipendenza dell'amministrazione del Gti rispetto a quella dell'impresa verticalmente integrata, il d.lgs. n. 93 del 2011 ha istituito un Organo di sorveglianza²²² che adotta e cura tutte le decisioni strategiche del gestore²²³.

Data la complessità sotto il profilo giuridico dell'istituto del Gti, sarebbe stato compito del legislatore italiano, in sede di attuazione della direttiva 2009/73/CE, integrare e puntualizzare le disposizioni in essa contenute, in modo da esplicitare il regime di *governance* del gestore *unbundlizzato* e le regole di esercizio dei poteri di vigilanza spettanti all'autorità nazionale di regolazione. Il d.lgs. n. 93 del 2011 si è,

²¹⁸ Cfr. art. 36, co. 1, del d.lgs. n. 93 del 2011. La separazione proprietaria è stata certificata dal regolatore di settore con la delibera 142/2013/R/eel del 5 aprile 2013.

²¹⁹ Con riferimento a tale divieto si veda l'art. 36, co. 2, del d.lgs. n. 93 del 2011.

²²⁰ Nell'audizione al Senato del 19 aprile 2011, Eni S.p.A ha indicato le ragioni per cui l'*ownership unbundling* non sarebbe stata una scelta giustificata. In particolare in tale sede si è osservato che Snam Rete Gas non era mai incorsa in procedimenti *antitrust* per abuso di posizione dominante, che erano stati effettuati notevoli investimenti per ridurre la congestione del sistema e che, in ordine all'interconnessione c.d. "reverse flow" con l'estero, l'opzione per la completa separazione proprietaria avrebbe determinato scompensi regolatori sul mercato europeo, trattandosi di un modello adottato solo da pochi Paesi.

²²¹ Sul punto si veda R. Miccù, *Regolazione e governo multilivello del mercato europeo dell'energia*, cit., 33.

²²² L'Organo di sorveglianza è composto da membri che rappresentano l'impresa verticalmente integrata e da azionisti terzi rispetto a quest'ultima. Il suddetto Organo ha pieni poteri con riguardo alla nomina, alla definizione delle condizioni di lavoro, della retribuzione e della cessazione dei soggetti responsabili della gestione o dei membri degli organi amministrativi del Gti. A meno che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas non formuli obiezioni entro tre settimane dalla notifica delle decisioni dell'Organo di sorveglianza, esse sono vincolanti. Inoltre l'Organo di sorveglianza approva i piani finanziari a lungo termine del Gti, il livello di indebitamento dello stesso, l'ammontare dei dividendi da distribuire agli azionisti, e nomina il c.d. "Responsabile di conformità".

²²³ La previsione di maggioranze qualificate è necessaria per garantire l'autonomia di valutazione dell'Organo di sorveglianza. Sebbene Eni S.p.A non detenga più la maggioranza delle azioni, lo Stato continua a esercitare una notevole influenza. A giugno 2015 il capitale di Snam S.p.A. risulta così ripartito: CDP Reti 29,98%, ENI 8,25%, CDP Gas 1,12%, investitori istituzionali 51,31%, altri azionisti < 10%.

invece, limitato ad una pedissequa trasposizione della normativa europea e ha sostanzialmente rimesso la soluzione dei dubbi che la disciplina sul regime di separazione del gas naturale solleva alla normazione secondaria del regolatore di settore²²⁴ e alle scelte interpretative della giurisprudenza amministrativa²²⁵.

In ordine alla terza finalità perseguita dal decreto attuativo del Terzo Pacchetto comunitario concernente la tutela dei consumatori, va rilevato che l'art. 35 del d.lgs. n. 93 del 2011 riproduce l'assetto previgente, disponendo, al co. 1, che tutti i clienti sono idonei e, al co. 2, che i clienti finali civili e le piccole imprese connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, che non scelgano un fornitore sul mercato libero, sono riforniti di energia elettrica nell'ambito del regime di maggior tutela, di cui all'art. 1, co. 2, del citato d.l. n. 73 del 2007, convertito, con modificazioni, dalla l. n. 125 del 2007. Inoltre si conferma il potere dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico²²⁶ di regolazione delle modalità di erogazione del servizio di maggior tutela.

²²⁴ Il regolatore di settore è intervenuto con la delibera 231/2014/R/com in materia di *unbundling* contabile e con la delibera 296/2015/R/com in materia di *unbundling* funzionale. In particolare con quest'ultima delibera è stato approvato il Testo integrato di *unbundling* funzionale (TIUF), che sostituisce la previgente disciplina, contenuta nella delibera n. 11 del 2007, e prevede alcune significative novità, tra le quali:

- la modifica della definizione di impresa verticalmente integrata operante nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, in conformità alle direttive comunitarie del Terzo Pacchetto nonché alla luce dell'esigenza di definire più esattamente l'ambito dell'impresa verticalmente integrata, facendo riferimento ad un'interpretazione estensiva, basata sulla nozione di gruppo societario che ricomprenda anche il caso di controllo esercitato sia da persona fisica sia da ente pubblico economico e non economico;

- il raccordo delle disposizioni dettate dall'autorità nazionale di regolazione, con riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme concernenti la separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, stabilendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dal regolatore di settore debbano sostituire, in maniera definitiva, gli obblighi di separazione funzionale;

- la previsione per le imprese di trasporto regionale del gas esentate dalle procedure di certificazione di cui al d.lgs. n. 93 del 2011, del mantenimento di specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, in considerazione della natura delle operazioni condotte da tali imprese, analogamente a quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;

- l'integrazione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati e per i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione;

- la previsione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati.

I suddetti obblighi di separazione funzionale si applicano a partire dal 1° gennaio 2016.

²²⁵ La giurisprudenza amministrativa ha già avuto modo di pronunciarsi sul tema dell'*unbundling* e, in particolare, sul rapporto tra la relativa disciplina speciale e i principi generali sulle società dettati dal codice civile. Al riguardo si veda le sentenze del Tar Lombardia, 18 dicembre 2008, n. 385 e 19 marzo 2009, n. 3929, nonché la decisione del Consiglio di Stato, 16 dicembre 2008, n. 699.

²²⁶ L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha cambiato la propria denominazione in Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ai sensi dell'art. 13, co. 13, del d.l. n. 145 del 2013, a seguito dell'attribuzione delle funzioni di regolazione in materia di servizio idrico ai sensi dell'art. 21 del d.l. n. 201 del 2011 e del D.P.C.M. 20 luglio 2012.

L'art. 35, co. 2, del d.lgs. n. 93 del 2011 prevede che il Ministro dello sviluppo economico effettui monitoraggi biennali sull'andamento del mercato al dettaglio dell'energia elettrica e sulla sussistenza di effettive condizioni di concorrenza e adegui, con propri decreti, sulla base dei risultati di tali indagini e mediante indirizzi rivolti alle imprese che erogano il servizio di maggior tutela, le forme e le modalità del suddetto regime di tutela. con particolare riferimento ai clienti industriali.

L'art. 7 del d.lgs. n. 93 del 2011 ha modificato integralmente l'art. 22 del d.lgs. n. 164 del 2000, in cui si dispone, al co.1, che tutti i clienti sono idonei, cioè sono liberi di acquistare gas naturale da un fornitore di propria scelta e, quindi, devono essere ammessi al servizio. Con riguardo al servizio di tutela del gas naturale, si stabilisce che, per i soli clienti domestici, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico continua transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, in base alla disciplina contenuta nel d.l. n. 73 del 2007, convertito, con modificazioni, dalla l. n. 125 del 2007.

Ai sensi del co. 2 del riformato art. 22 del d.lgs. n. 164 del 2000 sono considerati "clienti protetti" i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui. Per essi vige l'obbligo di garantire, con il più alto livello di sicurezza possibile, le forniture di gas naturale "anche in momenti critici o in situazioni di emergenza del sistema del gas naturale".

Il co. 2 *bis* dell'innovato art. 22 del d.lgs. n. 164 del 2000 stabilisce che sono considerati "clienti vulnerabili" ai sensi della direttiva 2009/73/CE i clienti domestici di cui all'art. 1, co. 375, della l. n. 266 del 2005, come individuati dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 28 dicembre 2007, e che per essi sussiste l'obbligo di garantire, con il più elevato livello di sicurezza possibile, le forniture di gas naturale "anche in zone isolate, in momenti critici o in situazioni di emergenza del sistema del gas naturale". Si è dunque operata una ricostruzione degli istituti dei "clienti protetti" e dei "clienti vulnerabili" come due categorie, nell'ambito delle quali la minore - i clienti protetti, il cui disagio economico è tutelato da apposite norme che destinano loro misure di sostegno economico (il c.d. *bonus gas*) - è ricompresa nella maggiore, cioè i clienti vulnerabili, ma non la esaurisce²²⁷.

²²⁷ In proposito va precisato che l'art. 33, co. 2, della l. n. 122 del 2016 ha sostituito, nel citato art. 22, co. 2, del d.lgs. n. 164 del 2000, l'attributo "vulnerabili" con "protetti" e ha aggiunto il co. 2-*bis* nella medesima disposizione, introducendo un'apposita definizione di clienti vulnerabili. Il co. 2 della l. n. 122 del 2016 è intervenuto ad eliminare una sovrapposizione tra due istituti diversi, quello della "vulnerabilità" dei clienti, di cui all'art. 22, co. 2, del d.lgs. n. 164 del 2000, già modificato dall'art. 7, co. 1, del d.lgs. n. 93 del 2011, e quello di "cliente protetto" nel settore del gas, di cui all'art. 2 del Regolamento n. 994/2010. Al riguardo la Commissione europea ha evidenziato che l'art. 3, par. 3, della direttiva 2009/73/CE richiede che

L'art. 22, co. 7, del d.lgs. n. 164 del 2000, in base a quanto stabilito dall'art. 30, co. 5 e 8, della l. n. 99 del 2009²²⁸, rinvia poi ad un decreto del Ministero dello sviluppo economico per l'individuazione e l'aggiornamento dei criteri e delle modalità - stabiliti dall'art. 1, co. 46, della l. n. 239 del 2004²²⁹ - per la fornitura di gas nell'ambito del servizio di ultima istanza per i clienti vulnerabili, nonché nelle aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas.

5.1 I limiti del d.lgs. n. 93 del 2011 sotto il profilo della regolazione proconcorrenziale

Nel d.lgs. n. 93 del 2011 si riscontra una carenza di norme proconcorrenziali con riguardo allo stoccaggio del gas naturale. Il temperamento degli effetti della struttura di mercato monopolistico dello stoccaggio avrebbe richiesto l'adozione di due misure che risultano assenti nel provvedimento nazionale di attuazione del Terzo Pacchetto comunitario. In primo luogo sarebbe stato opportuno il mantenimento del regime di accesso regolato per l'intera capacità di stoccaggio. Invero l'estensione del regime di accesso regolato alla capacità di stoccaggio residua, ossia a quella di modulazione destinata al soddisfacimento dei bisogni dei clienti non domestici, in luogo della previsione dell'applicabilità dell'accesso negoziato a quest'ultima, sarebbe stata auspicabile. La coesistenza del regime regolato e negoziato sulle medesime infrastrutture di stoccaggio avrebbe dovuto spezzarsi, evitando in tal modo lo sfruttamento di sussidi incrociati tra le diverse tipologie di accesso²³⁰. In secondo luogo l'attuazione del modello di accesso regolato sarebbe dovuta avvenire tramite vere e proprie aste organizzate dal regolatore di settore, le c.d. "allocazioni concorsuali", che avrebbero avuto il duplice scopo di ridimensionare la rendita di monopolio scaturita dall'elevata concentrazione di mercato e di fare emergere il prezzo della capacità di stoccaggio, ossia di facilitare la trasparenza e la corretta lettura dei segnali di mercato da parte dei distributori attraverso un sistema di *market-mimicking*²³¹.

l'istituto della vulnerabilità tuteli con misure appropriate i clienti finali nelle zone isolate, esemplificandole nella considerazione della povertà energetica e nel divieto di interruzione delle forniture. Contraria a tale prescrizione comunitaria appariva l'originaria definizione di cliente vulnerabile, prevista dal citato art. 22, co. 2, del d.lgs. n. 164 del 2000, in quanto essa risultava connotata da un'eccessiva ampiezza, ricomprendendo al suo interno anche soggetti che non necessitavano di particolare protezione. In particolare, ad avviso della Commissione europea, la nozione di vulnerabilità, inizialmente adottata dalla normativa nazionale, non era adeguata, dato che era stato utilizzato come unico criterio quello del livello dei consumi di energia.

²²⁸ Tali norme mirano ad assicurare elevati livelli di tutela dei clienti finali domestici, per i quali Acquirente Unico S.p.A. è individuato quale garante della fornitura di gas ed è tenuto ad osservare gli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di gas per i suddetti clienti.

²²⁹ La disposizione in parola prevede che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico individui con procedure a evidenza pubblica una o più imprese di vendita del gas che si impegnino a formulare offerte di vendita di gas, su richiesta, ad utenti con consumi ridotti, ovvero in talune aree svantaggiate del Paese.

²³⁰ In questo senso si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 933.

²³¹ Al riguardo si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 933.

Inoltre la normativa dettata dal d.lgs. n. 93 del 2011 appare suscettibile di miglioramento sotto il profilo del regime di parità competitiva tra reti elettriche pubbliche e private. L'art. 38, co. 5, del decreto attuativo del Terzo Pacchetto comunitario, nel recepire l'art. 28 della direttiva 2009/72/CE, prevede che *“i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza (RIU), così come definite all'art. 33 della l. 99/09²³², nonché le altre reti elettriche private ai sensi dell'art. 30, co. 27, della l. 99/09²³³”*.

Nella segnalazione al Parlamento e al Governo AS1288 del 26 luglio 2016 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha auspicato una revisione ed integrazione della disciplina normativa e regolamentare riguardante i Sistemi di Distribuzione Chiusi, mediante la corretta definizione delle “altri reti elettriche private” diverse dalle RIU, volta a consentire la realizzazione di nuove reti elettriche private diverse dalle RIU e ad eliminare ingiustificate limitazioni alla concorrenza tra differenti modalità organizzative delle reti elettriche e tra differenti tecnologie di generazione. Ciò al fine di realizzare le condizioni per un corretto sviluppo del sistema elettrico nazionale che preveda la coesistenza equilibrata tra reti private e reti pubbliche. Al riguardo va precisato che le reti elettriche private sono infrastrutture che permettono di collegare impianti di produzione e specifici clienti finali in un'area geografica circoscritta, diverse dalle reti pubbliche di trasmissione e distribuzione che distribuiscono energia elettrica alla generalità della clientela.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha sottolineato l'esigenza di promuovere il sostegno alla diffusione delle reti elettriche private, in quanto esse, pur non potendo essere, per definizione, in alcun modo sostituite dalle reti elettriche pubbliche, dato che differenti ne sono la *ratio* di esistenza e le modalità di organizzazione, nonché la capacità di distribuzione rispetto ai clienti finali, introducono potenziali stimoli concorrenziali ai fini di una più efficiente gestione e organizzazione delle stesse reti pubbliche e, più in generale, del funzionamento del sistema elettrico. Inoltre l'Antitrust ha evidenziato che eventuali ostacoli all'esistenza di reti private determinano una discriminazione a vantaggio del modello dominante di organizzazione del sistema elettrico, basato sulla centralizzazione della generazione di energia elettrica in impianti di grandi dimensioni e sulla trasmissione e distribuzione attraverso reti pubbliche dell'elettricità alle unità di consumo, che non favorisce l'evoluzione delle reti verso nuovi modelli di organizzazione del sistema elettrico che possano utilmente contribuire al

²³² La suddetta disposizione definisce le c.d. “Reti Interne di Utenza” (RIU), individuandole in un particolare sottoinsieme di reti elettriche private, *“esistenti alla data di entrata in vigore della legge ovvero [per le quali alla medesima data] siano stati avviati i lavori di realizzazione, ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente”*.

²³³ L'art. 30, co. 27, della l. n. 99 del 2009 contiene norme volte a migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati attraverso reti private, con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale. I criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti sono disciplinati con d.m. del 10 dicembre 2010.

raggiungimento degli obiettivi generali di convenienza dell'energia per gli utenti, innovazione, sicurezza e sostenibilità finanziaria del sistema elettrico nazionale, oltre che di tutela della concorrenza.

5.2 La distribuzione delle funzioni tra il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Il consolidamento del modello di regolazione dualistica e finalistica del mercato dell'energia

Nel d.lgs. n. 93 del 2011 è conferita una posizione di preminenza istituzionale al Governo, dato che i poteri già assegnati dalla precedente legislazione al Ministero dello sviluppo economico sono confermati e al medesimo organo ministeriale sono attribuiti compiti di attuazione della politica energetica nazionale e di realizzazione dei necessari investimenti di potenziamento infrastrutturale, nonché funzioni di sorveglianza sui gestori delle reti di trasmissione dell'energia elettrica e del gas naturale.

In particolare l'art. 1 del d.lgs. n. 93 del 2011 stabilisce, al co.1, che il Ministero dello sviluppo economico, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per il sistema del gas naturale e dell'energia elettrica, emana atti di indirizzo e adotta provvedimenti opportuni in funzione dell'esigenza di equilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale. La medesima disposizione, al co. 2, attribuisce al Ministero dello sviluppo economico il compito di definire ed elaborare, previa consultazione delle Regioni e delle parti interessate, gli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale.

Inoltre l'art. 4 del d.lgs. n. 93 del 2011 conferisce al Ministero dello sviluppo economico importanti prerogative, quali i poteri di esecuzione diretta delle misure di salvaguardia che possono essere temporaneamente adottate in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e che sono rimesse alla piena discrezionalità politica in ordine alla loro determinazione.

L'art. 3 del d.lgs. n. 93 del 2011 affida poi ad un apposito decreto governativo il compito di definire gli interventi di potenziamento infrastrutturale necessari per il raggiungimento delle finalità indicate nella strategia energetica nazionale²³⁴, nonché quello di individuare, in rapporto a tali obiettivi, gli impianti di produzione e le reti di trasmissione considerati "prioritari", per i quali viene, cioè, previsto un regime speciale e privilegiato dal punto di vista procedimentale e tariffario, essendo disposta l'adozione di

²³⁴ La Strategia Energetica Nazionale è stata approvata in data 8 marzo 2013 con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Con la definizione di tale strumento di pianificazione energetica nazionale, ad opera dell'art. 7 del d.l. n. 112 del 2008, convertito nella l. n. 133 del 2008, è riemessa la necessità di un'attività di indirizzo e programmazione dei pubblici poteri nel settore dell'energia. Sul punto si veda M. Cocconi, *E se l'energia tornasse allo Stato? Gli effetti nocivi del decentramento e le ragioni di un ritorno al centro*, cit., 7.

specifiche misure di agevolazione in ordine alla regolazione tariffaria, alla procedura di autorizzazione amministrativa e alla concessione di un'eventuale esenzione dall'obbligo di garantire il diritto di accesso dei terzi²³⁵.

Al co. 7 dell'art. 3 si stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico esercita le proprie competenze in materia tariffaria in conformità con le finalità di politica energetica nazionale, tra le quali sono ricomprese appunto quelle che attengono alla previsione di un regime agevolato per gli impianti e le infrastrutture di carattere strategico, e di un aggravio economico e procedimentale per gli impianti e le infrastrutture di carattere non strategico, cui sono attribuiti i maggiori costi dell'estensione delle reti di trasmissione e trasporto di energia necessari per la realizzazione degli stessi. Come visto, tali obiettivi sono perseguiti dal Governo mediante la formulazione di appositi indirizzi che sembrerebbero, quindi, specificamente volti ad orientare la potestà tariffaria del regolatore di settore.

Al riguardo si pone la questione concernente il rapporto esistente fra la funzione di indirizzo politico-governativo e l'esercizio delle competenze tariffarie proprie del regolatore di settore e sorge il quesito se l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico sia o meno vincolata dagli orientamenti elaborati sul punto dal Governo. In proposito in dottrina si è evidenziato che la formulazione dell'art. 3, co. 7, del d.lgs. n. 93 del 2011 appare ambigua, nel senso che se, da un lato, tale disposizione prevede l'adozione di indirizzi governativi il cui oggetto sembrerebbe includere anche le agevolazioni tariffarie da riconoscere o non riconoscere ai progetti infrastrutturali, senza tuttavia stabilire ciò in modo espresso ed inequivoco, d'altro, essa impone al regolatore di settore di tenere conto in sede di determinazione delle tariffe non direttamente di tali indirizzi, bensì delle finalità di strategia energetica nazionale individuate dal medesimo decreto²³⁶. Peraltro risulta evidente che gli orientamenti governativi dovrebbero specificare proprio le suindicate finalità ed appare, quindi, corretto chiedersi se ed in quale misura l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico sia vincolata anche dai primi e non solo dalle seconde. La risposta a tale interrogativo è offerta dalla disciplina contenuta nelle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE, in cui, come visto, si sancisce il principio secondo cui l'autorità nazionale di regolazione non può ricevere istruzioni dall'organo ministeriale nell'esercizio delle proprie funzioni di regolazione, fatti salvi gli orientamenti di politica generale elaborati dal Governo non connessi con le

²³⁵ Appare evidente la forte incidenza della mano pubblica sul mercato: invero le esenzioni ai diritti di accesso e la regolazione tariffaria incentivante sono i cardini dell'intervento pubblico. In dottrina si è osservato che l'individuazione di impianti o infrastrutture coerenti con la strategia energetica nazionale, nella misura in cui non è effettuata tramite procedure aperte, bensì mediante determinazioni politiche, non risulta rispettosa del principio di libera concorrenza. In questo senso si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 927- 929.

²³⁶ In tal senso si veda E. Bruti Liberati, *Il livello nazionale*, in *La "Governance dell'energia"*, a cura di N. Bassi, E. Bruti Liberati, F. Donati, 20 novembre 2012, 38-39.

suddette competenze regolatorie. Dal momento che è indubbio che la definizione delle tariffe di accesso alle reti e alle altre infrastrutture energetiche rientra tra le competenze spettanti al regolatore di settore, si deve ritenere che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, mentre è rigidamente vincolata al rispetto delle finalità di politica energetica nazionale individuate dal d.lgs. n. 93 del 2011, non può, invece, essere condizionata dagli indirizzi formulati dall'esecutivo sul modo in cui essa dovrebbe incentivare o non incentivare in via tariffaria la realizzazione di determinate infrastrutture, con la conseguenza che al Governo sarebbe precluso contestare all'Autorità l'eventuale deviazione dagli stessi.

Dalla fattispecie normativa recata dall'art. 3, co. 7, del d.lgs. n. 93 del 2011 si evince come il legislatore italiano, in sede di recepimento del Terzo Pacchetto comunitario, si sia avvalso della facoltà dello Stato membro di derogare al principio, secondo cui l'autorità nazionale di regolazione non può essere sottoposta alle direttive dell'organo ministeriale, riconoscendo al Governo la possibilità di formulare indirizzi di politica generale non direttamente connessi con le competenze regolatorie tipiche, più ampiamente di quanto sembrerebbe concesso dalla normativa comunitaria. Infatti il d.lgs. n. 93 attribuisce al Ministero dello sviluppo economico funzioni regolatorie che si qualificano come ben più che meramente eccezionali rispetto a quelle espressamente assegnate all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, per le quali non è ammessa la suddetta deroga alla generale competenza dell'autorità nazionale di regolazione ed opera, quindi, la preclusione di impartire ad essa in qualsiasi forma istruzioni politiche, configurandosi, nell'ipotesi di inosservanza di tale divieto, una violazione delle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE.

Alla luce di quanto precede emerge che nel d.lgs. n. 93 del 2011 il legislatore delegato ha attribuito una rilevanza centrale alla funzione pubblica di programmazione energetica e di garanzia degli approvvigionamenti, primariamente esercitata attraverso la definizione di interventi di sviluppo delle reti di trasporto e di promozione di investimenti nelle infrastrutture energetiche. Tale funzione spetta inevitabilmente allo Stato e, in particolare, al Governo, cui viene riconosciuta un potere di guida nei confronti degli operatori di settore. Sul piano nazionale la regolazione proconcorrenziale viene, quindi, inquadrata all'interno di un disegno complessivo di governo pubblico delle reti che, a differenza della cornice giuridico-istituzionale delineata a livello europeo, in cui si riconosce un ruolo principale all'autorità nazionale di regolazione, pone al suo vertice l'organo politico-ministeriale, riservando a quest'ultimo rilevanti poteri di indirizzo e decisione.

La normativa nazionale di recepimento del Terzo Pacchetto, ben lungi dal limitarsi a fissare le condizioni per lo svolgimento delle relative attività di impresa, individua i fini pubblici a cui le medesime attività devono conformarsi e ne persegue l'osservanza da parte degli operatori sia attraverso meccanismi di incentivazione, sia mediante prescrizioni riconducibili al canone del “*command and control*”²³⁷. Infatti i gestori delle infrastrutture energetiche sono chiamati a definire le proprie scelte di investimento sulla base degli obiettivi di sistema quali emergono in sede di pianificazione partecipata, e sono non solo agevolati in via tariffaria ma anche sottoposti ad un controllo autoritativo da parte del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico²³⁸. Con il risultato che le scelte concernenti la realizzazione degli interventi infrastrutturali sono di fatto orientate al soddisfacimento di interessi generali e affidate in larga misura ai pubblici poteri e, più specificamente, ad organi di carattere politico²³⁹.

Inoltre occorre evidenziare che, con riguardo ai mercati energetici italiani, il pendolo della regolazione sembra oscillare dalla regolazione proconcorrenziale verso la regolazione pro-infrastrutturale, che configura la concorrenza come un obiettivo complementare alla sicurezza energetica, funzionalmente preordinato a garantire l'interesse nazionale alla realizzazione di investimenti infrastrutturali. Invero, la previsione nel decreto attuativo del Terzo Pacchetto di misure incentivanti la costruzione di nuove infrastrutture, derogatorie rispetto alla regola della libera concorrenza, costituisce una leva fondamentale per consentire lo sviluppo infrastrutturale, il quale viene declinato come un elemento essenziale della politica energetica nazionale e considerato un prerequisito per il successo di una strategia di crescita del settore dell'energia²⁴⁰.

Dall'esame della disciplina recata dal d.lgs. n. 93 del 2011 si ricava l'impressione che il legislatore delegato tenda a frenare la contendibilità nei mercati energetici, facendo prevalere sull'obiettivo della

²³⁷ In dottrina si è osservato che si registra una forte discontinuità tra l'impegno degli anni passati verso la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e l'attuale interventismo sui mercati energetici e si è sottolineato che si introducono elementi di pianificazione in un contesto nel quale sembra mancare un chiaro disegno di sistema verso il quale far tendere le scelte operate nell'interesse della collettività. Al riguardo si veda J. Stern, *Dalla liberalizzazione all'interventismo pubblico: la gestione dei cambiamenti climatici e il ruolo degli operatori di sistema*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 219 ss.; E. Cassetta, U. Monarca, *Il sistema elettrico italiano fra pianificazione e mercato: resource adequacy o regulation shortcoming?*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 407-408 ss.

²³⁸ Invero il decreto attuativo del Terzo Pacchetto comunitario definisce un modello di gestore largamente funzionalizzato, la cui efficienza è promossa non attraverso meccanismi di mercato, o anche “per il mercato”, bensì mediante una combinazione di misure imperative, sia strutturali che comportamentali. Sul punto si veda R. Miccù, *Regolazione e governo multilivello del mercato europeo dell'energia*, in R. Miccù (a cura di), *Multilevel Regulation and Government in Energy Markets*, cit., 72.

²³⁹ In proposito si veda E. Bruti Liberati, *La regolazione delle infrastrutture energetiche tra direzione pubblica e mercato*, in *Scritti in onore di Paolo Stella Richter*, Napoli, 2013, 1135 ss.

²⁴⁰ Al riguardo si veda C. Iaione, *La regolazione delle infrastrutture di trasporto e la nuova autorità indipendente*, in *Scritti in onore di Claudio Rossano*, cit., 1635.

concorrenzialità degli assetti economici l'obiettivo della sicurezza delle reti e della garanzia degli approvvigionamenti, sul quale si concentrano le norme programmatiche del decreto governativo finalizzate all'attuazione della politica energetica nazionale.

Nel d.lgs. n. 93 del 2011 si riscontra una "controtendenza" rispetto alle direttive di terza generazione, dato che il legislatore nazionale depotenzia la "versione europea" di promozione della concorrenza nei mercati energetici²⁴¹, rivelando le sue vere intenzioni che sono volte più a garantire la sicurezza energetica, che a definire misure proconcorrenziali asimmetriche²⁴². Si prospetta così il rischio che nella normativa nazionale di recepimento del Terzo Pacchetto la regolazione economica smarrisca il suo fine primario e specifico, consistente nel simulare la concorrenza o creare artificialmente un mercato concorrenziale mediante la costruzione di regole giuridiche²⁴³, e finisca per imporre una disciplina amministrativa dell'economia.

Allo stato attuale permangono alcuni profili problematici in ordine alla distribuzione dei poteri regolatori tra l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e il Ministero dello sviluppo economico, risultante dal decreto attuativo del Terzo Pacchetto.

L'art. 33, co. 1, del d.lgs. n. 93 del 2011, nel riformulare l'art. 1, co. 17, della l. n. 239 del 2004, prevede che i soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto del gas, di nuovi terminali di rigassificazione, di nuovi stoccaggi o in significativi potenziamenti della capacità delle infrastrutture esistenti, possono richiedere un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, ovvero dall'applicazione delle rispettive tariffe regolamentate, e da entrambe le fattispecie, nonché l'esenzione dalla disciplina relativa alla separazione

²⁴¹ Sul punto si veda R. Miccù, *L'ordine del mercato energetico e l'attuazione delle direttive di terza generazione in Italia*, cit., 19.

²⁴² L'architettura normativa predisposta nel d.lgs. n. 93 del 2011 in tema di infrastrutture energetiche non sembra perciò in linea con la finalità di apertura dei mercati energetici perseguita dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. In particolare il suddetto provvedimento nazionale non appare conforme con la disciplina europea in materia di approvvigionamento del gas, che impone agli Stati membri il rispetto della concorrenzialità del mercato, in modo da non subordinare la stessa all'obiettivo di sicurezza delle forniture e alla necessità di potenziamento infrastrutturale, e che richiede il ricorso a "misure di mercato". Secondo l'impostazione del Terzo Pacchetto la molteplicità di progetti di nuove infrastrutture energetiche in concorrenza tra loro, dai gasdotti per l'importazione ai terminali di rigassificazione, passando per il potenziamento della capacità di stoccaggio, è essenziale allo sviluppo del sistema energetico nazionale: qualsiasi forma di pianificazione statale, che potrebbe concretizzarsi in una vera e propria "corsia preferenziale" autorizzativa e di incentivazione tariffaria a beneficio dei progetti presentati dall'*incumbent* di cui lo Stato è l'azionista di controllo, raggiungerebbe risultati subottimali ai quali il legislatore comunitario evidentemente si oppone. In questo senso si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 928.

²⁴³ In dottrina si è osservato che nel settore dei servizi a rete le politiche di regolazione proconcorrenziale rappresentano un elemento decisivo per accogliere la ricostruzione del mercato come ordine giuridico. Infatti il mercato «aperto o chiuso, nazionale o europeo, è sempre definito dalla politicità di una decisione e, quindi, delle sue proprie leggi istitutrici e conformatrici». Politicità e giuridicità infatti «sono tutt'uno». Non esiste un mercato più fortemente sostenuto da un'incrollabile volontà politica e più minuziosamente regolamentato di quello dell'energia. In questo senso si veda N. Irti, *L'ordine giuridico del mercato*, Roma-Bari, 2001, 26; C. Iannello, *Il "diritto alla fornitura di energia elettrica" tra "iniziativa economica", "concorrenza" e "utilità sociale"*, cit., 119.

dei sistemi di trasporto e certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione. Ai sensi del citato art. 33 del d.lgs. n. 93 del 2011, tale potere di rilasciare esenzioni dalla disciplina del *Third Party Access* per le nuove infrastrutture spetta al Ministero dello sviluppo economico, previa acquisizione da parte di quest'ultimo del parere dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Al riguardo è necessario sottolineare che la disposizione in parola si pone in contrasto con l'art. 17 del regolamento 714/2009/CE del Terzo Pacchetto comunitario, che prevede che la suddetta funzione di concedere esenzioni dall'obbligo di garantire il diritto di accesso a terzi sia assegnata preferibilmente al regolatore indipendente e, qualora lo Stato membro decida di attribuire tale compito ad un soggetto diverso dallo stesso, impone l'obbligo di pubblicare, unitamente alla decisione in questione, il parere favorevole della medesima autorità nazionale di regolazione.

In definitiva nel d.lgs. n. 93 del 2011 non si assiste ad un'inversione bensì ad un'accentuazione della tendenza, già manifestatasi nei c.d. decreti "Bersani" e "Letta" e consolidatasi con la c.d. legge "Marzano"²⁴⁴, concernente la progressiva "erosione" dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e il corrispondente trasferimento degli stessi al Governo. Tale tendenza si è ulteriormente intensificata sotto la spinta del fattore congiunturale della crisi economica-finanziaria, durante la quale, soprattutto nell'ambito dei settori liberalizzati dei servizi a rete, si è riscontrata la centralità degli organi di indirizzo politico ed, in particolare, l'invasione del Governo nelle sfere di competenza riservate alle autorità di regolazione di settore. Con specifico riguardo al settore energetico si è quindi realizzata una netta prevalenza dell'attività di indirizzo politico sulla funzione di regolazione tecnica²⁴⁵, con la conseguente sottrazione delle competenze dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e la correlativa espansione del ruolo del Ministero dello sviluppo economico, in relazione ad esigenze ritenute strategiche per l'economia nazionale²⁴⁶.

La crisi sembra dunque aver favorito uno sbilanciamento della funzione di regolazione, che è transitata da un modello regolatorio di tipo monistico e condizionale, in cui la regolazione del mercato è principalmente affidata all'autorità di settore e si attua secondo modalità di svolgimento oggettive ed

²⁴⁴ Al riguardo si veda E. Bruti Liberati, *La regolazione dei mercati energetici tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Governo*, cit., 439; N. Rangone, voce *Regolazione*, in *Dizionario di diritto pubblico*, diretto da S. Cassese, Milano, 2006, V, 5058.

²⁴⁵ In dottrina si è osservato che la precedenza dell'attività di indirizzo politico rispetto a quella di regolazione tecnica in ambiti non direttamente riconducibili alla politica energetica in senso stretto costituisce uno dei *leitmotiv* della disciplina statale di attuazione del Terzo pacchetto comunitario. Sul punto si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 934.

²⁴⁶ In proposito si veda M. Clarich, F. Sclafani, *Liberalizzazione e regolazione del mercato italiano: l'Autorità*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 339, nt. 10.

imparziali²⁴⁷, ad un modello di tipo dualistico e finalistico, in cui l'organo ministeriale e l'autorità di settore coesistono e concorrono nella regolazione del mercato, la quale si caratterizza per una forte connotazione politica, lasciando spazio a forme di ingerenza governativa che consentono di misurare l'ampiezza e l'incidenza dell'intervento pubblico²⁴⁸. Infatti, accanto all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico anche il Ministero dello sviluppo economico è titolare di compiti di carattere propriamente regolatorio, essendo finalizzati all'introduzione di prescrizioni generali rivolte ai soggetti che operano nei relativi mercati e non solo all'adozione di provvedimenti puntuali.

5.2.1 La necessità di riequilibrare il rapporto tra politica energetica nazionale e regolazione indipendente in senso comunitariamente orientato

Nel panorama normativo della liberalizzazione dei mercati energetici si assiste ad uno scontro tra politiche nazionali e comunitarie i cui fini risultano essere, a tratti, opposti: da un lato, la disciplina nazionale tende oggi all'esaltazione di un sistema contraddistinto da una molteplicità di regolatori, dall'altro, la disciplina comunitaria rivendica l'indipendenza e l'unicità dell'autorità nazionale di regolazione. L'oscillazione tra queste due istanze determina la disomogeneità del quadro normativo esistente che è necessario ricondurre ad unità²⁴⁹.

Occorre ripristinare un più corretto e comunitariamente orientato rapporto regola (regolazione indipendente) eccezione (competenza ministeriale) in modo da eliminare alla radice i possibili conflitti tra l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e il Ministero dello Sviluppo Economico²⁵⁰.

In sostanza è necessario valorizzare pienamente il ruolo dell'autorità nazionale di regolazione, che costituisce di per sé un argine alla propensione degli organi politici a svalutare, laddove ciò possa risultare politicamente vantaggioso, le logiche di efficienza economica e le esigenze di stabilità

²⁴⁷ Nel rispetto del principio del giusto procedimento, attraverso gli strumenti della partecipazione e della trasparenza.

²⁴⁸ In questo senso appaiono emblematiche, seppur nella loro oggettiva ambivalenza, le previsioni relative all'attività dell'impresa statale proprietaria delle principali infrastrutture del gas - Snam S.p.A. - di cui si ipotizza nella Strategia Energetica Nazionale, elaborata dal Governo, un impegno rilevante nello sviluppo di nuovi investimenti infrastrutturali "in modo da promuovere il ruolo del sistema italiano del gas in Europa". Sebbene tali previsioni possano essere in astratto interpretate come interne ad una logica di regolazione condizionale - cioè come intese solo ad evidenziare che, a seguito della sua separazione proprietaria da Eni S.p.A., Snam S.p.A., non essendo più gravata da conflitti di interesse connessi alla natura integrata del gruppo di cui faceva parte potrà liberamente perseguire il suo interesse aziendale a realizzare nuovi e cospicui investimenti - il dubbio che si prospetti qui, invece, un utilizzo strategico dell'impresa per finalità non strettamente aziendali ma pubblicistiche non appare ingiustificato. Si concretizzerebbe cioè un caso di gestione e, inevitabilmente, anche di direzione pubblica di un'impresa per la tutela di interessi generali. In questo senso si veda E. Bruti Liberati, *Regolazione indipendente e politica energetica nazionale*, in *Rivista della Regolazione dei Mercati*, 2014, n.1, 87, disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it.

²⁴⁹ Sul punto si veda M. Clarich, F. Sclafani, *Liberalizzazione e regolazione del mercato italiano: l'Autorità*, cit., 343.

²⁵⁰ In proposito si veda S. Lanza, S. Lucattini, *L'Autorità per l'energia tra competizione e cooperazione*, in *Rivista della Regolazione dei mercati*, 2014, n. 2, 174, disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it, 188.

regolatoria da cui in misura significativa dipende il buon funzionamento del mercato dell'energia²⁵¹. La riesplorazione dell'intervento dello Stato, con il ritorno degli istituti della programmazione e della direzione pubblica delle imprese, deve quindi coniugarsi non con la sottrazione ma con l'estensione delle competenze del regolatore indipendente, a cui spetta ora non solo produrre e applicare regole condizionali ma anche incentivare efficacemente gli operatori verso gli obiettivi indicati dal legislatore e dal Governo nei suoi atti generali di indirizzo²⁵².

In questo senso occorre fare leva sulle nuove attribuzioni assegnate al regolatore di settore dal d.lgs. n. 93 del 2011, che attribuisce all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico incisivi poteri di impulso, di vigilanza e sanzionatori in vista del più efficace perseguimento dell'obiettivo relativo alla completa apertura alla concorrenza dei mercati energetici nazionali, operando un riassetto generale delle sue competenze mediante l'introduzione di specifiche misure che si affiancano a quelle già previste nella disciplina istitutiva²⁵³.

In particolare l'art. 42 del d.lgs. n. 93 del 2011 stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adotta tutte le misure ragionevoli e idonee al perseguimento della finalità di promuovere, in stretta cooperazione con l'Acer, con le autorità di regolazione degli altri Stati membri e con la Commissione europea, la creazione di mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale concorrenziali, sicuri ed ecologicamente sostenibili, nonché l'efficace apertura dei mercati energetici per i clienti e i fornitori dell'Unione europea.

Inoltre vale la pena di menzionare l'art. 43, co. 2, lett. c), del d.lgs. n. 93 del 2011 che conferisce all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico la funzione di garantire l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e, se necessario, dei proprietari dei sistemi, nonché di qualsiasi impresa elettrica e di gas naturale, degli obblighi derivanti dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE, nonché dai regolamenti 713/2009/CE, 714/2009/CE e 715/2009/CE. In dottrina si è osservato che, in virtù del riconoscimento di tale competenza generale di controllo, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico potrebbe invocare la suindicata norma di cui all'art. 43, co. 2, lett. c), per adottare misure sostitutive in caso di inadempimento da parte degli operatori economici agli obblighi ad essi imposti dalla disciplina comunitaria e per assicurarne in tal modo l'osservanza.

²⁵¹ In proposito si veda E. Bruti Liberati, *Regolazione indipendente e politica energetica nazionale*, cit., 88.

²⁵² In tal senso si veda E. Bruti Liberati, *Regolazione indipendente e politica energetica nazionale*, cit., 103.

²⁵³ Sul punto si veda A. Leone, *L'attuazione del terzo pacchetto energia – d.lgs. n. 93/2011: sintesi del provvedimento e focus dei poteri dell'Autorità per l'energia*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, 2011, n. 1, 274.

L'art. 45 del d.lgs. n. 93 del 2011 prevede poi un ampliamento dei poteri sanzionatori dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, allo scopo di rafforzare la funzione di vigilanza del regolatore di settore e, conseguentemente, di migliorare il grado di contendibilità dei mercati energetici. Tali poteri sanzionatori, individuati al co.1 della richiamata disposizione, sono di due tipi: alcuni attengono alle infrazioni derivanti alla mancata osservanza delle disposizioni recate dai regolamenti comunitari del Terzo Pacchetto; altri riguardano la violazione di norme interne, la maggior parte delle quali è contenuta nello stesso decreto attuativo delle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE.

Inoltre particolare importanza assume la disposizione contenuta nell'art. 45, co. 2, del d.lgs. n. 93 del 2011, la quale stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico irroga sanzioni amministrative pecuniarie non solo nell'ipotesi di inosservanza delle sue decisioni, ma anche nell'ipotesi di inottemperanza alle decisioni giuridicamente vincolanti dell'Acer. Al riguardo in dottrina si è evidenziato come la forza espansiva dei principi che informano la regolazione dei mercati energetici si manifesti proprio nella possibilità che il mancato rispetto degli atti di regolazione adottati a livello europeo sia sanzionato sul piano nazionale²⁵⁴. Infatti la norma di cui al citato art. 45, co. 2, del decreto attuativo del Terzo Pacchetto delinea un percorso *top-down* che stringe il nodo della cooperazione tra l'Acer e l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico: il legame giuridico che si instaura tra l'agenzia europea e l'autorità nazionale di controllo appare idoneo a ribilanciare la funzione di regolazione rispetto all'attività di indirizzo politico, dato che il regolatore di settore può affrancarsi più agevolmente dai condizionamenti dell'organo politico, veicolando parte della propria attività attraverso l'Acer²⁵⁵.

Nella definizione dello statuto normativo del regolatore di settore riveste altresì un rilievo centrale per il carattere innovativo del suo contenuto l'art. 46 del d.lgs. n. 93 del 2011, che disciplina le relazioni istituzionali tra Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. In particolare tale disposizione, al co.1, stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato cooperano tra loro al fine di assicurare la più efficace regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale in funzione della promozione della competitività e della tutela dei consumatori. In proposito giova evidenziare che, in applicazione del citato art. 46 del d.lgs. n. 93 del 2011, in data 13 settembre 2012 è stato emanato il Protocollo quadro di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

²⁵⁴ Al riguardo si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 925 ss.

²⁵⁵ In tal senso si veda F. Di Cristina, *L'attuazione del "terzo pacchetto" e il nuovo assetto dei mercati energetici*, cit., 925 ss.

6. Ulteriori progressi nella liberalizzazione dei mercati energetici

6.1 La separazione proprietaria tra Snam S.p.A. ed Eni S.p.A. nel settore del gas naturale

Come in precedenza visto, con il d.lgs. n. 93 del 2011 il legislatore nazionale ha scelto di applicare con riguardo all'assetto della rete di trasporto nazionale del gas naturale il modello del Gestore di trasporto indipendente-Gti, in un contesto normativo che ancora consentiva l'integrazione verticale del gestore, Snam S.p.A., nel maggiore operatore di mercato, Eni S.p.A.²⁵⁶. L'art. 10 del citato decreto ha stabilito il 3 marzo 2012 come termine per l'attuazione del sistema Ito nell'ordinamento italiano, dettando la relativa normativa di dettaglio ed esplicitando, al co. 3, la stretta alternatività del modello Ito rispetto a quello della separazione proprietaria²⁵⁷.

L'Antitrust, nella segnalazione AS901 del 9 gennaio 2012, ha affermato, con riguardo al mercato del gas naturale, che “nella prospettiva di medio periodo appare [...] necessario portare a compimento il processo di separazione verticale delle fasi di monopolio da quelle in concorrenza”, evidenziando l'esigenza di operare la separazione proprietaria della rete tra Eni S.p.A. e Snam S.p.A.

L'art. 15 del d.l. n. 1 del 2012, c.d. “Cresci Italia”, convertito nella l. n. 27 del 2012, ha posto un ulteriore tassello nella vicenda relativa alla liberalizzazione del mercato nazionale del gas naturale²⁵⁸, disciplinando la separazione proprietaria tra Snam S.p.A., gestore di rete, e l'operatore di filiera, Eni S.p.A.²⁵⁹, e sancendo il superamento del modello Ito. In particolare la richiamata norma prevede, al co. 1, che, al fine di introdurre la totale separazione dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio, di

²⁵⁶ All'epoca la società Snam Rete Gas, maggiore operatore nel trasporto di gas in Italia, era totalmente partecipata da Snam S.p.A., la quale a sua volta era controllata da Eni S.p.A., impresa verticalmente integrata. L'adozione del modello del Gti per Snam Rete Gas si proponeva di garantire un maggior grado di indipendenza delle società che essa controllava interamente, le quali gestivano rispettivamente lo stoccaggio (Stogit S.p.A.), la rigassificazione (Gnl Italia S.p.A.) e la distribuzione (Italgas S.p.A.) dall'*incumbent*, e, allo stesso tempo, ridurre i potenziali effetti anticoncorrenziali naturalmente connessi all'integrazione verticale.

²⁵⁷ L'adozione della separazione proprietaria, prevista dall'art. 19 del d.lgs. n. 93 del 2011, è così lasciata in sospenso dall'art. 10 del medesimo decreto. L'opzione per la separazione proprietaria tra Eni S.p.A. e Snam S.p.A., che implica che il gestore del trasporto del gas sia isolato funzionalmente dal peso di interessi che ne possono condizionare l'attività e che il soggetto, che ne controlla il capitale, non eserciti più penetranti poteri di indirizzo e controllo, si rivela perciò meramente volontaria.

²⁵⁸ Al riguardo si veda R. J. Flacco, *La separazione proprietaria in materia di trasporto del gas naturale nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1*, in www.apertacontrada.it, 9 ottobre 2012, 1 ss.

²⁵⁹ In proposito giova rilevare che già con l'art. 1 *ter*, co. 4, del d.l. n. 239 del 2003 si era espressamente compiuta, nell'ambito di un generale ridimensionamento dei privilegi del monopolista pubblico, una scelta a favore della separazione proprietaria, in particolare fra Eni S.p.A. e Snam S.p.A. Tuttavia, a causa dell'inerzia dei vari governi che si sono succeduti nel corso degli anni, la separazione proprietaria non è stata mai attuata.

rigassificazione e di distribuzione dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza - con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, da emanare entro il 31 maggio 2012 - è dettata la disciplina operativa per l'attuazione del regime di separazione proprietaria.

In applicazione dell'art. 15 del d.l. n. 1 del 2012, è stato emanato il D.P.C.M. del 25 maggio 2012 recante "Criteri, condizioni e modalità cui si conforma la società Snam S.p.A. per adottare il modello di separazione proprietaria della gestione della rete nazionale di trasporto del gas e assicurare la piena terzietà della società Snam S.p.A. nei confronti di imprese verticalmente integrate di produzione e fornitura di gas naturale ed energia elettrica"²⁶⁰.

L'art. 1 di tale decreto stabilisce, al co. 1, che Eni S.p.A., al fine di cedere il controllo, ai sensi dell'art. 2359, co. 1, del codice civile, nella società Snam S.p.A., procede alla riduzione della propria partecipazione azionaria attualmente detenuta nella stessa²⁶¹, allo scopo di assicurare, da un lato, il mantenimento di un nucleo stabile nel capitale di Snam S.p.A., tale da garantire lo sviluppo di attività strategiche e la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte dalla società e, dall'altro, la più ampia diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori.

L'art. 1, co. 2, pone in capo ad Eni S.p.A. l'obbligo di cedere una quota complessivamente non inferiore al 25,1% del capitale di Snam S.p.A. mediante trattativa diretta a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.²⁶², costituendo una "quota di riserva stabile"²⁶³. Si dispone così che l'esercizio del potere di azionista su Snam S.p.A. spetti a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., escludendo l'intervento diretto del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Inoltre l'art. 1, co. 3, prevede che Eni S.p.A., a seguito della cessione della quota di riserva stabile, provveda a cedere la quota residua nel capitale di Snam S.p.A. mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie tra il pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali.

²⁶⁰ Nel parere del 24 maggio 2012 sullo schema del suindicato decreto governativo, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas si era espressa favorevolmente, affermando che esso "risulterebbe coerente con le prescrizioni di cui all'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE".

²⁶¹ Il citato D.P.C.M. è stato emesso al fine di garantire la cessione della partecipazione di controllo, all'epoca detenuta da Eni in Snam, pari al 52,53% delle azioni di quest'ultima società.

²⁶² A seguito della riforma operata con il d.l. n. 269 del 2003, convertito nella l. n. 326 del 2003, Cassa Depositi e Prestiti è diventata una società per azioni controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il Mef detiene l'80,1% del capitale, il 18,4 % è detenuto da un gruppo di fondazioni bancarie, il restante 1,5% è formato da azioni proprie.

²⁶³ Attualmente le partecipazioni rilevanti nel capitale di Eni S.p.A. sono detenute da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (25,86%) e dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (4,34%).

Tale meccanismo determina quindi la separazione societaria tra Eni S.p.A. e Snam S.p.A., articolando al contempo l'azionariato di quest'ultima in due blocchi iniziali, di cui uno effettivamente immesso nel mercato finanziario e l'altro detenuto da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., come quota di riserva stabile volta ad assicurare la garanzia gestionale delle attività strategiche sottese alla gestione dell'infrastruttura di trasporto del gas naturale.

Nel preambolo del richiamato D.P.C.M. del maggio del 2012 si evidenzia la necessità di effettuare un "adeguato contemperamento tra l'esigenza di mantenere un nucleo stabile nel capitale di Snam S.p.A. a garanzia della linearità di azione nello sviluppo e tutela delle attività strategiche e quella di assicurare la più ampia diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori mediante l'adozione di procedure di dismissione trasparenti e non discriminatorie". Nel corso del dibattito politico che ha preceduto l'emanazione del decreto in parola è prevalsa la posizione favorevole ad una dismissione graduale e temperata della partecipazione di Eni S.p.A. in Snam S.p.A., piuttosto che ad una collocazione in massa sul mercato della totalità delle azioni, anche in ragione dell'esigenza di "garantire il rispetto dell'autonomia imprenditoriale dei soggetti coinvolti nell'operazione e tenere conto delle condizioni e valori di mercato delle quote azionarie oggetto di cessione".

L'art. 2 del suindicato D.P.C.M. – nel dare applicazione all'art. 19 del d.lgs. n. 93 del 2011²⁶⁴ che, al fine di garantire la separazione proprietaria, predispone un meccanismo basato su una serie di incompatibilità e divieti relativi ai rapporti tra impresa proprietaria del sistema di trasporto, che opera in qualità di gestore, e il produttore/fornitore di gas naturale - stabilisce criteri, condizioni e modalità di *governance* idonei ad assicurare tale forma di *unbundling*²⁶⁵.

²⁶⁴ In particolare l'art. 19, co. 1, del d.lgs. 93 del 2011, prevede:

"[.] b) la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non possono esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo su un'impresa che svolge l'attività di produzione o di fornitura di gas naturale o di elettricità e allo stesso tempo, direttamente o indirettamente, un controllo o dei diritti su un gestore di un sistema di trasporto di gas naturale o di trasmissione di elettricità o su un sistema di trasporto di gas naturale o di trasmissione di energia elettrica; c) la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non possono nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa all'interno di un gestore di sistemi di trasporto o di un sistema di trasporto, nè esercitare direttamente o indirettamente un controllo o diritti sull'attività di produzione o di fornitura di gas naturale [..]";

Il co. 2 della medesima disposizione prevede, poi, che: "I diritti di cui al comma 1, lettere b) e c), comprendono, in particolare, il potere di esercitare diritti di voto, di nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa, nonché la detenzione di una quota di maggioranza".

²⁶⁵ Segnatamente l'art. 2 del suindicato D.P.C.M. stabilisce, al co.1, che "A decorrere dal termine di cui all'art. 1, co. 1, o, se anteriore, a decorrere dalla data di perdita del controllo ai sensi dell'art. 2359, co. 1, del codice civile su Snam S.p.A. da parte di Eni S.p.A., i diritti di voto attribuiti dalle azioni acquisite anche attraverso atti, operazioni o patti in qualunque forma stipulati, nonché a quelle già eventualmente detenute, direttamente o indirettamente, da produttori o fornitori del gas e/o dell'energia elettrica o da imprese che li controllano, o ne sono controllate o con essi collegate ai sensi del codice civile, o eventuali poteri di nomina ad esse spettanti sono limitati in ottemperanza a quanto richiede l'art. 19, co. 1, lett. b) e c) e 2, del d.lgs. n. 93 del 2011, fermo restando quanto disposto dal co. 2 del presente articolo".

Nel complesso si prefigura un'alterazione dell'assetto di *governance* societaria interna a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., mediante la riduzione dei poteri attribuiti al Ministero dell'Economia e delle Finanze e agli altri soggetti istituzionali in merito alla gestione della partecipazione di Snam S.p.A., mentre resta fermo l'assetto di *governance* societaria relativa alla partecipazione in Eni S.p.A.; si prevede, poi, una disciplina delle incompatibilità reciproche per le persone fisiche coinvolte nella gestione della partecipazione in Eni S.p.A. rispetto ad eventuali incarichi afferenti alla partecipazione in Snam S.p.A. Si pongono così le basi per la configurazione di un rapporto più stretto tra Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e Snam S.p.A., rendendo quest'ultima immune non solo da possibili condizionamenti collegati ad Eni S.p.A., ma anche dagli ordinari sistemi di *governance* che interessano le partecipazioni detenute dalla stessa Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.²⁶⁶.

Facendo seguito alle indicazioni contenute nel summenzionato D.P.C.M. del 25 maggio 2012, Eni S.p.A. e Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. hanno sottoscritto un accordo preliminare vincolante, avente ad oggetto la cessione da parte di Eni S.p.A. del 30 per cento meno un'azione del capitale sociale di Snam S.p.A.²⁶⁷. In sede di accordo fra le due società si è dunque previsto il trasferimento a Cassa Depositi e

Al co. 2 si prevede che “[...] successivamente alla cessione di cui all’art. 1, co. 2, Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. provvede a garantire l’indipendenza tra il proprietario delle attività di produzione e/o di fornitura di gas naturale e il proprietario e/o gestore delle attività di trasporto del gas naturale [...]. In tal caso si osservano i seguenti principi :

a) per quel che riguarda la gestione della partecipazione in Snam S.p.A., tutte le relative decisioni sono adottate dall’organo amministrativo di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. con esclusione dei poteri conferiti al Ministero dell’economia e delle finanze dal d.l. n. 269 del 2003 e dal D.M. del 18 giugno 2004, senza che su tali decisioni possano influire i membri che integrano il consiglio di amministrazione della Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. per l’amministrazione della gestione separata ai sensi dell’art. 5, co. 10, del d. l. n. 269 del 2003, qualora la partecipazione in Snam S.p.A. venga acquistata con utilizzo dei fondi provenienti dal risparmio postale e assegnata alla gestione separata;

b) per quel che riguarda la partecipazione in Eni S.p.A., restano fermi i poteri del Ministero dell’economia e delle finanze di cui al d.l. n. 269 del 2003 e al D.M. del 18 giugno 2004, come pure la composizione e il funzionamento dell’organo amministrativo, così come integrato ai sensi dell’art. 5, co. 10, del d.l. n. 269 del 2003, in ogni caso assicurando la piena autonomia dell’organo amministrativo di Eni S.p.A. in ordine alle decisioni strategiche e operative di tale società;

c) i membri dell’organo amministrativo o di controllo, nonché coloro che rivestono funzioni dirigenziali in Eni S.p.A. o nelle sue controllate non possono rivestire alcuna carica nell’organo amministrativo o di controllo né funzioni dirigenziali in Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. o Snam S.p.A. e loro controllate, né intrattenere alcun rapporto, diretto o indiretto, di natura professionale o patrimoniale, con tali società; analogamente i membri dell’organo amministrativo o di controllo, nonché coloro che rivestono funzioni dirigenziali in Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., Snam S.p.A. e loro controllate non possono rivestire alcuna carica nell’organo amministrativo o di controllo né funzioni dirigenziali in Eni S.p.A. e sue controllate, né intrattenere alcun rapporto, diretto o indiretto, di natura professionale o patrimoniale con tali società”.

²⁶⁶ Significativo in tal senso appare l’art. 3 del suindicato decreto governativo, in cui si prevede che: “i criteri di cui al precedente art. 2, co. 2, si applicano alla gestione delle partecipazioni detenute da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. in società controllate che gestiscono infrastrutture di rete di interesse nazionale nel settore dell’energia”, lasciando intravedere possibili sviluppi futuri in ordine alla creazione di un auspicabile modello unico di *governance* delle infrastrutture energetiche di interesse nazionale. In tal senso si veda R. J. Flacco, *La separazione proprietaria in materia di trasporto del gas naturale nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1*, cit., 5.

²⁶⁷ Con provvedimento del 9 agosto 2013 l’Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha autorizzato Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. all’acquisto da Eni S.p.A. di una partecipazione pari al 30% meno un’azione del capitale votante di Snam, in base alla motivazione che l’operazione non dà luogo a costituzione o rafforzamento di una posizione dominante, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale la concorrenza.

Prestiti di un pacchetto azionario superiore rispetto al quantitativo minimo (25,1%), stabilito dal citato D.P.C.M. In data 9 maggio 2013 Eni S.p.A. ha comunicato di aver concluso con successo il collocamento di un pacchetto azionario pari all'11,69 per cento del capitale sociale di Snam S.p.A., attraverso un *accelerated bookbuilding* rivolto a investitori qualificati italiani ed esteri. A seguito di tale collocamento Eni S.p.A. detiene ancora solo l'8,54% delle azioni di Snam S.p.A.

La separazione proprietaria della rete di trasporto nazionale segna un passo in avanti nel completamento del processo di liberalizzazione del mercato italiano del gas naturale, dato che essa contribuisce alla creazione di un mercato trasparente e concorrenziale, non viziato da sospetti sull'abuso da parte dell'*ex* monopolista della propria posizione dominante²⁶⁸.

6.2 Le modifiche inserite nel d.lgs. n. 93 del 2011 dalla l. n. 115 del 2015 e dalla l. n. 122 del 2016 volte a bilanciare il baricentro della regolazione a favore dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico

L'art. 26 della l. n. 115 del 2015, recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)", ha introdotto alcune modifiche nel d.lgs. n. 93 del 2011, che sono finalizzate a rafforzare i poteri dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico in materia di piano decennale di sviluppo della rete del gas, disciplina del bilanciamento di merito economico, accesso alle infrastrutture transfrontaliere, sanzioni amministrative pecuniarie, sostituzione del gestore del sistema di trasporto del gas naturale²⁶⁹.

Con riguardo al primo punto si rileva che sono stati riformati gli artt. 15 e 16 del d.lgs. n. 93 del 2011 e, conseguentemente, è stato abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante "Regolamento di cui all'art. 16, co.1, del d.lgs. n. 93 del 2011, per la redazione del piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas"²⁷⁰.

Secondo la nuova disciplina il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il piano al Ministero dello Sviluppo economico e all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, la quale lo sottopone alla consultazione degli utenti effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della stessa. Inoltre è

²⁶⁸ In tal senso si veda U. Tombari, *La separazione proprietaria e il nuovo ruolo dell'operatore di rete nel mercato nazionale del gas*, in *Annuario di diritto dell'energia 2014, Quali regole per il mercato del gas?*, cit., 113 ss.

²⁶⁹ Al riguardo si veda Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 31 marzo 2016, 21-22.

²⁷⁰ In proposito va precisato che nella previgente formulazione l'art. 16 del d.lgs. n. 93 del 2011 prevedeva l'emanazione da parte del Ministero del Sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e la Conferenza Stato-Regioni, di un decreto in cui si stabilivano le modalità di redazione del piano decennale di sviluppo della rete.

stato ridimensionato il ruolo del Ministero dello sviluppo economico in materia di piano di potenziamento della rete di trasporto del gas, trasferendo dal Ministero all'Autorità il compito di effettuare il monitoraggio sull'attuazione del piano, cioè di valutare se esso contempri tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo²⁷¹.

Con riguardo al secondo punto si evidenzia che, per effetto della modifica dell'art. 32 del d.lgs. n. 93 del 2011, le condizioni di bilanciamento di merito economico sono ora stabilite in piena autonomia dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, e non più sulla base degli indirizzi del Ministero dello sviluppo economico²⁷².

Con riguardo al terzo punto si segnala che, per effetto della modifica dell'art. 37, co. 3, del d.lgs. n. 93 del 2011, le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica sono attualmente oggetto di determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, che prima si limitava a svolgere un ruolo consultivo nei confronti del Ministero dello sviluppo economico²⁷³.

Con riguardo al quarto punto si rileva che l'art. 45, co. 4, del d.lgs. n. 93 del 2011 è stato innovato nel senso di prevedere - in deroga alla normativa previgente, che poneva una soglia massima in valore

²⁷¹ Nella previgente formulazione l'art. 16 del d.lgs. n. 93 del 2011 stabiliva che al Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, era riservato il compito di valutare se il piano decennale contemplasse i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso fosse coerente con il piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario. In caso di dubbio sui profili concernenti la compatibilità con il piano europeo, il Ministero poteva chiedere un parere all'Autorità che, a sua volta, poteva consultare l'Acer. Il potere di chiedere al Gestore modifiche del piano decennale di sviluppo della rete, sulla base delle osservazioni dell'Autorità, spettava comunque al Ministero.

In ordine alla valutazione della conformità del piano nazionale di sviluppo della rete con il piano europeo, emergeva un profilo di incompatibilità del d.lgs. n. 93 del 2011 con il Terzo Pacchetto comunitario. Infatti, in contrasto con l'art. 22 della direttiva 73/2009/CE, l'art. 16 del richiamato decreto attribuiva al Ministero dello Sviluppo economico, piuttosto che all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, il compito di valutare la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete nazionale con quello europeo, riconoscendo al regolatore di settore la mera possibilità di esprimere un parere sul punto ed escludendo la facoltà di quest'ultimo di richiedere la modifica del piano in esito a tale valutazione.

²⁷² Nella previgente formulazione l'art. 32, co. 1, del d.lgs. n. 93 del 2011 prevedeva che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico era tenuta ad osservare le linee guida del Ministero dello sviluppo economico nella definizione delle regole per il bilanciamento di merito economico nel settore del gas, secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori, con tariffe del servizio di bilanciamento determinate in modo corrispondente ai costi effettivi del servizio. Sul punto emergeva un profilo di incompatibilità con l'art. 41, par. 6, della direttiva 73/2009/CE, che attribuiva esclusivamente all'autorità nazionale di regolazione il compito di fissare o approvare le metodologie per la definizione dei termini e delle condizioni per la prestazione dei servizi di bilanciamento, in modo tale che essi fossero svolti secondo criteri di economicità e fornissero incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare l'immissione e il prelievo di energia.

²⁷³ Nella previgente formulazione l'art. 37, co. 3, del d.lgs. n. 93 del 2011 attribuiva al Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, il compito di individuare, con proprio decreto, le modalità e le condizioni delle importazioni ed esportazioni di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale, diversamente da quanto previsto dall'art. 37, par. 6, della direttiva 72/2009/CE, che riservava al regolatore nazionale il compito di fissare o approvare le metodologie utilizzate per garantire l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere, comprese le procedure di assegnazione della capacità e di gestione delle congestioni.

assoluto per le sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico in caso di violazioni delle disposizioni del suddetto decreto²⁷⁴ - che esse non possono essere inferiori nel minimo a 2.500 euro e non possono superare il 10 per cento del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata o dal gestore di trasmissione, nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

Con riguardo al quinto punto si rileva che l'art. 45 è stato integrato con il co.7-*bis*, in cui si stabilisce che, in caso di violazione persistente da parte del Gestore del sistema di trasporto del gas naturale degli obblighi posti a carico di esso ai sensi della direttiva 2009/73/CE, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assegna a un gestore di trasporto indipendente tutti o parte dei compiti del gestore.

L'art. 33 della l. n. 122 del 2016, recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2015-2016)", persegue lo scopo di sanare definitivamente la procedura di infrazione n. 2014/2286, allo stadio di messa in mora *ex art.* 258 del TFUE, relativa al non corretto recepimento nell'ordinamento italiano di alcune disposizioni delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. In particolare tale norma interviene sulla delimitazione delle competenze assegnate all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e al Ministero dello sviluppo economico in ordine alla definizione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere²⁷⁵, all'affidamento della gestione delle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri²⁷⁶, all'applicazione di sanzioni per la violazione da parte del

²⁷⁴ Invero, nella versione anteriore alla suesposta modifica, l'art. 45, co. 4, del d.lgs. n. 93 del 2011 prevedeva una ridefinizione nel minimo e nel massimo degli importi delle sanzioni applicabili dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, stabilendo che essi non potevano essere inferiori a € 2.500 e superiori a € 154.937.069,73.

²⁷⁵ L'art. 33, co. 1, lett. a), della l. n. 122 del 2016 stabilisce che al co. 3 dell'art. 37 del d.lgs. n. 93 del 2011 sono aggiunte le seguenti parole: «non appartenenti all'Unione europea».

In proposito nella scheda di lettura della legge europea 2015-2016 A.C. 3821, pubblicata dal Servizio Studi del Senato nel maggio 2016, a pagg. 123-124 si osserva che l'obbligo per gli Stati membri di istituire regolatori dotati di competenze specifiche è stato declinato dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE nel senso di salvaguardare il valore dell'indipendenza e della discrezionalità degli organi regolatori rispetto alla pubblica amministrazione alle dipendenze dell'esecutivo nazionale. Secondo i *considerando* nn. 33 e 29 "l'esperienza (...) dimostra che l'efficacia degli interventi dei regolatori è spesso limitata dal fatto che essi non sono sufficientemente indipendenti rispetto alla pubblica amministrazione e che non sono dotati delle competenze e del potere discrezionale necessari". Pertanto il potere di indirizzo, che il Ministero dello sviluppo economico può esercitare nei confronti dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, è ora circoscritto in base all'esclusiva necessità di assicurare l'osservanza di atti e di accordi internazionali stipulati tra l'Italia e altri Stati terzi, diversi da quelli appartenenti all'Unione europea. Si ritiene, infatti, che in tale ambito non operi la primazia del diritto dell'Unione europea, il quale, invece, prevale quando si tratti di atti e accordi internazionali stipulati con altri Stati membri, in virtù dei poteri di armonizzazione della materia ad essa conferiti.

²⁷⁶ Segnatamente l'art. 33, co. 2, della l. n. 122 del 2016 stabilisce che l'art. 39 del d.lgs. n. 93 del 2011 è integrato con un co. 3-*bis*, in cui si prevede che le imprese che realizzano a proprio carico nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri, sono designate quali gestori di sistemi di trasmissione unicamente a seguito della loro certificazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico secondo le procedure, di cui all'art. 10 o all'art. 11 della direttiva 2009/72/CE e all'art. 3 del regolamento (CE) n. 714/2009.

regolatore di settore di obblighi sanciti dai regolamenti (CE) 714/2009 e 715/2009 del Terzo Pacchetto comunitario²⁷⁷.

7. Riflessioni conclusive: successi e fallimenti della liberalizzazione dei mercati energetici

In Europa il processo di apertura dei mercati energetici si è manifestato più lungo e complesso di quanto inizialmente atteso. I risultati conseguiti dalle riforme elettriche e del gas, sebbene nel loro complesso di segno positivo, sono in parte lontani dalle aspettative originarie.

Dal punto di vista dell'ampliamento delle libertà economiche delle imprese la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale ha certamente conseguito gli obiettivi che si prefiggeva, dato che

In proposito nella scheda di lettura della legge europea 2015-2016 A.C. 3821, pubblicata dal Servizio Studi del Senato nel maggio 2016, a pag. 24 si osserva che l'art. 33, co.1, lett. b) affronta la questione dell'affidamento della gestione delle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri; ciò allo scopo di prevenire l'effetto - su società diverse da Terna - di scoraggiamento allo sviluppo di interconnettori, mediante una modifica all'art. 39 del d.lgs. n. 93 del 2011.

La norma è stata modificata in sede di approvazione parlamentare nel senso che l'esercizio dell'attività per i soggetti che realizzano linee di interconnessione con altri Stati membri è subordinata alla loro certificazione quali gestori della linea stessa, alla quale provvede l'Autorità di regolazione di settore, secondo le procedure vigenti, in rapporto di notifica e di informazione con la Commissione europea. Ciò avviene limitatamente al periodo di durata dell'esenzione dall'obbligo di accesso a terzi: l'art. 17 del regolamento (CE) n. 714/2009, recante condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, prevede infatti che le autorità di regolazione possano, su richiesta, esentare gli interconnettori per corrente continua per un periodo limitato, alle condizioni ivi previste. Durante il procedimento in sede referente si è aggiunta una clausola di salvaguardia dell'obbligo per tali imprese di rispettare le condizioni affinché il gestore del sistema elettrico di trasmissione nazionale possa effettuare la gestione in sicurezza di tutte le porzioni della rete elettrica di trasmissione nazionale; analogo obbligo vale nei confronti del gestore del sistema elettrico nazionale dello Stato membro confinante interessato dalla interconnessione.

²⁷⁷ L'art. 33, co. 1, lett. c), della l. n. 122 del 2016 dispone che all'art. 45, co. 1:

1) alla lett. a), le parole: «articoli 13, 14, 15, 16 del regolamento CE n. 714/2009» sono sostituite dalle seguenti: «articoli 13, 14, 15, 16 e 20 e allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009»;

2) alla lett. b), le parole: «articoli 14, 15, 16, 17, 18, 19 e 22 del regolamento CE n. 715/2009» sono sostituite dalle seguenti: «articoli 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 e allegato I del regolamento (CE) n. 715/2009».

In proposito nella scheda di lettura della legge europea 2015-2016 A.C. 3821, pubblicata dal Servizio Studi del Senato nel maggio 2016, a pagg. 24-25 si osserva che l'art. 33, co.1, lett. c), modifica l'art. 45 del d.lgs. n. 93 del 2011, che nell'attuale versione appare caratterizzato da una tipicità limitata in ordine ai regolamenti delegati o atti di attuazione del diritto dell'Unione, tale da non garantire che essi siano assistiti da sanzione in caso di violazione.

In effetti, mentre le violazioni di obblighi riconducibili a deliberazioni dell'autorità di regolazione - adottate ai sensi della l. n. 481 del 1995 - sono puntualmente elencate, ai fini dell'esercizio del potere sanzionatorio del regolatore di settore, la Commissione europea non ha riscontrato l'esistenza di un analogo potere anche per le violazioni dell'art. 20 (*Comunicazione di informazioni e riservatezza*) e dell'allegato I (*Gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali*) del regolamento (CE) n. 714/2009 e degli art. 13 (*Tariffe per l'accesso alle reti*), 20 (*Registrazione delle informazioni da parte dei gestori dei sistemi*) e 21 (*Regole sul bilanciamento e oneri di bilancio*) e dell'allegato I (*Orientamenti SU*) del regolamento (CE) n. 715/2009.

La novella dell'art. 45, co. 1, del d.lgs. n. 93 del 2011 tipizza le ulteriori violazioni assistite da sanzione; ciò sanerebbe una lacuna, che avrebbe potuto dare luogo alla violazione dell'art. 22, par. 1, del regolamento (CE) n. 714/2009, secondo cui "(..) gli Stati membri determinano le sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni del presente regolamento e adottano ogni provvedimento necessario per assicurare l'applicazione delle sanzioni stesse. (...)".

la privatizzazione delle imprese pubbliche²⁷⁸ e l'introduzione della concorrenza hanno aperto il mercato all'iniziativa economica privata. Tuttavia la liberalizzazione dei mercati energetici non sembra aver pienamente superato la prova del mercato, posto che essa ha sortito esiti non univoci sul versante dell'offerta, permanendo posizioni di potere delle imprese verticalmente integrate che hanno impedito il pieno dispiegarsi di un'effettiva concorrenza, e ha avuto risultati non pienamente soddisfacenti con riguardo alla tutela dei consumatori²⁷⁹.

L'efficacia del processo di apertura dei mercati energetici viene poi decisamente posta in discussione nel momento in cui il parametro con cui valutare lo stesso diventa quello della garanzia dell'accesso all'energia a prezzi inferiori e a condizioni migliori rispetto al passato²⁸⁰. La dinamica dei prezzi, pur nelle sensibili diversità riscontrabili nei singoli mercati nazionali²⁸¹, ha beneficiato più della regolazione nei segmenti in monopolio naturale (trasmissione e distribuzione), che del radicarsi nelle fasi potenzialmente concorrenziali (generazione e vendita) di un'efficace *competition*, capace di traslare una parte non marginale dei miglioramenti di efficienza sui prezzi all'ingrosso, e, di qui, sui prezzi finali²⁸². I prezzi dell'elettricità nella fase avanzata della liberalizzazione hanno conosciuto una generalizzata progressiva crescita, acuita, nei valori finali, dalla traslazione delle incentivazioni alle risorse rinnovabili. L'obbligo imposto agli Stati membri dalle direttive comunitarie di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale di garantire il servizio universale ai clienti civili è stato disatteso, nell'indifferenza degli organi nazionali e comunitari²⁸³, sacrificando alle esigenze dell'efficienza quelle dell'equità.

²⁷⁸ Con riguardo alla privatizzazione del mercato elettrico va segnalato che, con una nota del 25 febbraio 2015, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha comunicato la cessione del 5,74% del capitale di Enel S.p.A. In particolare è stata avviata una procedura accelerata di raccolta ordini per la dismissione di oltre 540 mln di azioni ordinarie, corrispondenti appunto al 5,74% del capitale, attraverso un consorzio di banche, costituito da Bofa Merrill Lynch, Goldman Sachs International, Mediobanca e Unicredit Corporate & Investment Banking. Con questa operazione la partecipazione del Ministero è scesa al 25,5% del capitale.

²⁷⁹ In proposito si veda A. Clò, *Conclusioni affatto conclusive*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 564.

²⁸⁰ Mentre si può affermare che la nazionalizzazione dell'energia elettrica del 1962 abbia raggiunto i suoi scopi, primo fra tutti quello di garantire un diffuso accesso dei cittadini al bene essenziale energia, considerato che tra il 1963 e il 1990 la rete di trasmissione dell'elettricità fu ampliata e quella di distribuzione raddoppiata e messa in efficienza, sotto questo aspetto si può dubitare che la liberalizzazione del settore abbia raggiunto i risultati auspicati. In proposito si veda E. Grippo, F. Manca, *Manuale breve del diritto dell'energia*, Padova, 2008, 35.

²⁸¹ La dinamica dei prezzi in Italia risulta la più cara in Europa.

²⁸² In tal senso si veda A. Clò, *Conclusioni affatto conclusive*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 564.

²⁸³ Nell'esercizio della sua funzione di vigilanza sull'attuazione delle riforme dei mercati energetici la Commissione europea ha prestato una scarsa attenzione al rispetto degli obblighi di servizio pubblico e alla tutela dei consumatori, rispetto a quella riservata a comportamenti di Stati e imprese in tema di concorrenza e mercato. In tal senso si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 47.

In dottrina si è osservato che la scarsità dei vantaggi della liberalizzazione dei mercati energetici per i consumatori non si traduce in una mera insoddisfazione dei clienti finali dal lato dei prezzi, dato che essa è altro, è ben peggio²⁸⁴. Infatti in Europa si assiste all'emergere di ampie sacche di povertà energetica²⁸⁵ che, secondo il Comitato europeo economico e sociale, costituisce «una nuova priorità sociale che deve essere combattuta a tutti i livelli nazionali ed europei»²⁸⁶.

Nonostante la difficoltà di operare una precisa quantificazione del fenomeno, si stima che tra 50 e 125 milioni di persone in Europa possano ritenersi *fuel poor*²⁸⁷. Anche considerando la cifra minore, si tratterebbe pur sempre di un decimo della popolazione europea, in prevalenza nei paesi dell'Est e del Sud Europa, con percentuali delle famiglie interessate comprese tra il 15% e il 30% ma anche a maggior reddito, con percentuali comprese tra il 4,2% della Finlandia e il 14% dell'Italia.

La dimensione che sta assumendo l'*energy poverty* va quindi oltre un marginale sottoinsieme della popolazione. Per arrestarne la deriva, in vista di un ulteriore aumento dei prezzi, si impone una decisa azione dei governi degli Stati membri e delle istituzioni dell'Unione europea che non si risolve in una mera correzione delle inefficienze di mercato. Con il risultato che la povertà energetica, che attanaglia i consumatori vulnerabili, impossibilitati ad acquisire servizi pur essenziali, è uno degli elementi che giustifica l'aumento dell'intervento pubblico nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale²⁸⁸.

In sostanza la domanda urgente a cui sono chiamati a rispondere le politiche nazionali e comunitarie è quella di stabilire con quali strumenti far fronte alla piaga della povertà energetica nella prospettiva dell'unificazione dei mercati, come salvaguardare gli interessi generali che il mercato non è in grado spontaneamente di conseguire, come dare seguito alle prescrizioni contenute nella normativa europea in tema di servizio pubblico e di protezione dei consumatori²⁸⁹. In altre parole ci si chiede come sia possibile garantire gli obblighi di servizio universale nel settore dell'energia, senza rinnegare i regimi di mercato.

Uno dei nodi ancora irrisolti della liberalizzazione dei mercati energetici attiene dunque alla protezione dei consumatori. In una prima fase del processo di riforma dei mercati energetici l'enfasi è stata posta soprattutto sulla liberalizzazione dal lato dell'offerta, cioè sulla promozione della concorrenza e sulla

²⁸⁴ In proposito si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 61.

²⁸⁵ I fattori all'origine della povertà energetica sono da ricercare negli effetti della crisi economica sui redditi delle famiglie, nell'aumento dei prezzi finali dell'elettricità, nella bassa efficienza energetica delle abitazioni, nell'aumento dei *network costs*.

²⁸⁶ European Fuel Poverty and Energy Efficiency 2013, *Tackling Fuel Poverty in Europe*.

²⁸⁷ European Economic and Social Committee, *Energy poverty in the context of liberalization and the economic crisis*, Exploratory Opinion, 2011/C, 44/09, GUCE, 11 febbraio, punto 2.4.

²⁸⁸ In tal senso si veda A. Clò, *Conclusioni affatto conclusive*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 569.

²⁸⁹ In proposito si veda A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, cit., 61-62.

regolazione dei monopoli legali; in una seconda fase l'attenzione si è spostata sul lato della domanda, rispetto alla quale sono state con il tempo affinate le tecniche di tutela dei consumatori, introducendo accanto a strumenti di protezione classica²⁹⁰, strumenti di *empowerment*²⁹¹. La finalità perseguita dagli strumenti di *empowerment* è quella di potenziare il consumatore finale per renderlo soggetto attivo di mercato, riequilibrare la domanda rispetto all'offerta nelle dinamiche dei mercati; informare ed istruire il consumatore, al fine di ridurre la spiccata asimmetria tra la posizione di mercato degli operatori e dei consumatori²⁹².

Il *customer engagement* è uno strumento volto a ristabilire o aumentare la legittimazione dell'azione regolatoria agli occhi del pubblico²⁹³, ed, in particolare, volta ad accrescere la fiducia dei consumatori nel mercato *retail* dell'energia, che appare notevolmente compromessa, tenuto conto che la percentuale dei clienti finali che esprime fiducia si attesta al di sotto del 50 per cento, essendo pari al 43 %. Al riguardo si osserva che «Un coinvolgimento efficace deve andare al di là degli acquirenti attuali ed identificare tutti quelli che sono interessati dagli effetti delle scelte regolatorie e politiche. Deve includere i consumatori che non hanno accesso al mercato, nonostante ne abbiano bisogno. Deve considerare le scelte cruciali che dovranno essere fatte per rispondere ai bisogni dei consumatori di oggi e di domani»²⁹⁴.

In Italia lo scenario della liberalizzazione dei mercati energetici, che si profila all'orizzonte con l'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza, sebbene quest'ultima sia stata salutata come l'ultimo tassello nel processo di apertura del mercato dell'energia²⁹⁵, non consente di formulare valutazioni completamente ottimistiche sotto il profilo della tutela del consumatore²⁹⁶.

²⁹⁰ Tra gli strumenti di protezione classica rientrano le funzioni di aggregatore della domanda "tutelata" nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale svolte dall'Acquirente Unico, nonché gli obblighi regolatori di trasparenza nella presentazione delle offerte commerciali dei servizi energetici.

²⁹¹ Tra gli strumenti di *empowerment* rientrano i *contact center* istituzionali, a cui il consumatore può rivolgersi per conoscere i propri diritti, come lo Sportello per il consumatore gestito dall'Acquirente Unico; gli strumenti educativi diffusi sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, come l'Atlante dei diritti del consumatore; gli strumenti di comparazione delle offerte commerciali dei diversi operatori presenti sul mercato, come il c.d. "Trova Offerte" dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

²⁹² Sul punto si veda F. Di Porto, *Protezione ed empowerment del consumatore: profili cognitivi della regolazione*, in www.amministrazioneincammino.luiss.it, 19 maggio 2012, 7-8.

²⁹³ Sul punto si veda E. Michetti, *Il ruolo dei consumatori nello spazio regolatorio: partecipazione, informazione e legittimazione sociale*, in *Rivista della Regolazione dei mercati*, 2016, n. 1, 138-140, disponibile su www.rivistadellaregolazioneideimercati.it.

²⁹⁴ In proposito si veda T. McAuley, *Consumer Engagement in Regulation: What Does Good Practise Look Like?*, in *Customer Engagement in Regulation*, Centre for Analysis of Risk and Regulation of the London School of Economics and Political Science, *Discussion Paper* n. 82, 2016.

²⁹⁵ Al riguardo va evidenziato che l'art. 34, co.1, del disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza A.S. n. 2085 prevede l'istituzione dal 1° gennaio 2016 presso il Ministero dello sviluppo economico di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali al fine di garantire la stabilità, la trasparenza e la certezza del mercato dell'energia elettrica. Con il risultato che da questa data l'inclusione e la permanenza degli operatori nel suddetto elenco diviene condizione necessaria

Il disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza AS 2085²⁹⁷, attualmente in corso di approvazione parlamentare, sancisce, agli artt. 26 e 27²⁹⁸, l'abolizione dal 1° gennaio del 2018²⁹⁹ del regime di tutela nel settore del gas naturale e dell'energia elettrica e, conseguentemente, l'eliminazione della disciplina transitoria dei prezzi per i clienti domestici³⁰⁰, che prevede la definizione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, delle tariffe del servizio per i consumatori che non abbiano scelto un fornitore sul mercato libero.

Il legislatore nazionale sembra aver accolto le richieste avanzate dall'Antitrust che, nella segnalazione del 4 luglio del 2014, ha sostenuto la necessità del superamento del regime di maggior tutela nel comparto dell'energia elettrica affinché si realizzino le condizioni per lo sviluppo “di un mercato effettivamente concorrenziale che porterà le imprese venditrici a competere per conquistare quote crescenti di consumatori, spingendo alla riduzione dei prezzi [...] ma soprattutto diversificando le offerte in funzione delle reali esigenze di ciascuna categoria di consumatori”.

Il Presidente dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, G. Pitruzzella, in un articolo apparso sul Sole 24 Ore del 27 ottobre 2015, ha replicato alle obiezioni avanzate nei confronti della citata segnalazione, incentrate sull'esistenza di asimmetrie informative e sulla complessità delle offerte di

per lo svolgimento dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali. Al co. 2 del citato art. 34 si stabilisce che i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità e le modalità per l'iscrizione dei soggetti abilitati al suindicato elenco sono stabiliti con decreto del Ministro, da emanarsi entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge annuale per il mercato e la concorrenza, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Giova rilevare che tale disposizione è stata introdotta per coerenza ed omogeneità normativa con il comparto dell'energia elettrica, affinché anche per il settore del gas naturale, le modalità ed i requisiti per l'inclusione nell'elenco dei venditori siano individuati con decreto ministeriale su proposta del regolatore di settore. In questo modo, per entrambi i settori, si intende promuovere lo sviluppo di una concorrenza “di qualità” nella vendita al dettaglio.

²⁹⁶ Parimenti alcuni esperti di settore sono concordi nel reputare che l'abolizione del regime di tutela renderebbe più dinamico il mercato dell'energia. In una recente indagine, svolta dall'Istituto Bruno Leoni in collaborazione con Assogas, in cui si analizzato le possibili conseguenze della liberalizzazione del settore dell'energia, si rileva che negli Stati membri in cui la regolamentazione è meno rigida si producono positivi effetti sul calo dei prezzi. In particolare i risparmi maggiori si riscontrano laddove il mercato è completamente liberalizzato o laddove il sistema normativo incentiva la concorrenza dei prezzi ed eventualmente lo *switching*, vale a dire il cambio del fornitore. Nel summenzionato studio è stata operata la comparazione di quindici Paesi dell'Unione Europea, basandosi su dati dell'Acer e della Commissione europea relativi al 2012. I risultati evidenziano come in Gran Bretagna, in cui il mercato è completamente liberalizzato, l'energia si paga meno: 5,62 centesimi di euro/metro cubo. In Irlanda il costo dell'energia è di 6,56 cent/kwh, ma i consumatori che cambiano fornitore sono fortemente incentivati. Infatti in questo Paese si registra uno dei tassi di passaggio al mercato libero più elevati di Europa, superiore a l'10%.

²⁹⁷ Il disegno di legge di iniziativa governativa è stato approvato dalla Camera dei deputati il 7 ottobre 2015 (AC n. 3012) e assegnato in sede referente il 12 ottobre 2015 alla 10^a Commissione permanente (Industria, commercio, turismo) del Senato della Repubblica. In data 3 maggio 2017 il disegno di legge AS n. 2085 è stato approvato con modificazioni e trasmesso all'altro ramo del Parlamento.

²⁹⁸ Nel testo del disegno di legge emendato dal Senato la numerazione dei suindicati articoli è stata rettificata e sostituita con gli artt. 28-29.

²⁹⁹ Nel testo del disegno di legge emendato dal Senato il suddetto termine è stato modificato nel 1° luglio 2018.

³⁰⁰ In particolare, rispettivamente agli artt. 26 e 27 del disegno di legge AS n. 2085, si dispone che l'art. 22 del d.lgs. n. 164 del 2000 è soppresso e che l'art. 35 del d.lgs. n. 93 del 2011 è abrogato.

energia elettrica formulate dai rivenditori, osservando che esse sono facilmente superabili, se si considera che il richiamato disegno di legge AS 2085 prevede l'istituzione di un portale telematico presso l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico che consente ai consumatori di confrontare le diverse offerte. Inoltre egli ha affermato che la posizione a difesa del mantenimento del regime di maggior tutela si fonda sul riconoscimento al consumatore "del diritto alla pigrizia", implicito nella scelta di affidare a un'autorità pubblica il compito di amministrare il consumo elettrico, senza che il consumatore debba "perdere tempo a ricercare l'offerta migliore".

Tuttavia la questione relativa alla necessità o meno di sopprimere il regime di maggior tutela non può essere semplicemente ricondotta a un problema di "pigrizia del consumatore". Invero, nei casi in cui esiste un elevato numero di alternative o quando è assai difficile effettuare l'esame delle stesse o quando le informazioni sono incomplete e imprecise, la scelta del consumatore non è guidata da un processo di ottimizzazione, cioè di massimizzazione dell'utilità, seppur in condizioni di razionalità limitata, ma da regole sub-ottimali. La scelta del regime di maggior tutela dell'energia elettrica è una *default choice*, cioè è sub-ottimale, ma le condizioni per passare al mercato libero senza consentire ai rivenditori di energia di realizzare extra guadagni sono onerose per i consumatori, sia in termini di costi opportunità (tempo di ricerca del contratto migliore) che di costi diretti (il costo medio del mercato libero è ad oggi più elevato di quello del mercato tutelato). Con la conseguenza che potrebbe verificarsi che, nonostante la continua riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia, i prezzi al dettaglio aumentino a causa di distorsioni e fallimenti del mercato³⁰¹.

A destare ulteriori preoccupazioni è poi la circostanza che la cessazione del regime di maggior tutela, prevista nel disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza AS 2085, comporterà l'eliminazione dell'Acquirente unico³⁰², cioè del soggetto deputato in Italia alla tutela dei piccoli consumatori di energia. Pertanto sorge il dubbio che la tendenziale uscita dei consumatori dal mercato tutelato sia effettivamente in grado di "creare valore per il cliente finale"³⁰³.

³⁰¹ Sul punto si veda M. Basili, M. Franzini, *Il consumatore pigro e la concorrenza nel mercato dell'elettricità e del gas*, in *Menabò di Etica ed economia*, 18 luglio 2016, 2-3.

³⁰² L'abolizione della tutela di prezzo nel comparto dell'energia elettrica comporta la cessazione dell'approvvigionamento del mercato tutelato da parte dell'Acquirente Unico, esercitando un impatto a cascata sull'attività principale di questo organismo che, rivelandosi di fatto non più necessaria, si pone quale potenziale presupposto della sua eliminazione.

³⁰³ Per alcune osservazioni a margine delle disposizioni in materia di energia contenute nel disegno di legge annuale sul mercato e la concorrenza AS 2085 e per una valutazione critica preliminare sulle conseguenze derivanti dal superamento del regime di maggior tutela e dall'abolizione dell'Acquirente Unico, si veda S. Lanza, F. Silva, *L'Acquirente Unico: ragioni ed esiti*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 477 ss. Inoltre sia consentito rinviare a M. Giachetti Fantini, *L'assetto dei servizi di tutela e dei mercati retail nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale alla luce delle novità in materia contenute nel disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza A.S. n. 2085*, in *Aperta Contrada*, 21 novembre 2016, 1 ss., disponibile su www.apertacontrada.it.

Invero non è possibile affermare che dall'abolizione del servizio di maggiore tutela nel settore elettrico e dalla soppressione dell'Acquirente unico i consumatori trarrebbero sicuramente benefici dato che nel mercato oligopolistico all'ingrosso si eliminerebbe dal lato della domanda l'acquirente più importante, così rafforzando l'esercizio del potere di mercato ed i comportamenti opportunistici dei venditori³⁰⁴.

Al di là delle criticità sopra evidenziate, non deve essere disconosciuta la portata storica della riforma dell'industria elettrica e del gas naturale nel nostro Paese, né deve essere frettolosamente cancellata un'esperienza istituzionale e regolatoria che può dirsi complessivamente positiva o "sufficientemente efficiente".

La tutela dei diritti degli utenti presuppone nel settore dell'energia un' incisiva azione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, deputata a vigilare sul corretto funzionamento di un mercato concorrenziale in cui non vi siano abusi del sistema imprenditoriale a danno dei consumatori³⁰⁵.

L'Autorità svolge un ruolo essenziale nell'assicurare l'efficacia della liberalizzazione dei mercati energetici e, cioè, nel garantire che la totale apertura al mercato dell'energia sia per le imprese che per i clienti finali sia non solo formalmente dichiarata ma anche sostanzialmente attuata. In questo senso il regolatore di settore fornisce un contributo fondamentale nel fare leva sui punti di forza del processo di liberalizzazione del settore dell'energia³⁰⁶, preservando la competitività del mercato e la tutela del servizio universale. L'attività regolatoria dell'Autorità funge così da ausilio per rendere coerente il disegno della liberalizzazione rispetto alle finalità proprie dei servizi di interesse economico generale.

In definitiva è possibile individuare un nesso funzionale tra regolazione proconcorrenziale e liberalizzazione dei mercati energetici³⁰⁷. Nella sentenza n. 876 del 2011³⁰⁸, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha ritenuto che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico "è titolare di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati, affinché siano salvaguardate le dinamiche concorrenziali a tutela dell'utenza. Infatti la liberalizzazione di un mercato non comporta automaticamente il passaggio

³⁰⁴ In tal senso si veda L. De Paoli, *L'Acquirente Unico: l'evoluzione di un concetto e della sua applicazione*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 517 ss.

³⁰⁵ In proposito si veda C. Iannello, *Il "diritto alla fornitura di energia elettrica" tra "iniziativa economica", "concorrenza" e "utilità sociale"*, cit., 107.

³⁰⁶ Nella memoria 212/2015/I/com dell'11 maggio 2015, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema ha sottolineato che il modello elettrico italiano del mercato della capacità colloca il nostro Paese all'avanguardia in Europa nell'adozione di strumenti non distortivi della concorrenza, rappresentando un completamento alla definizione del mercato interno dell'energia elettrica, in quanto consente di dare un valore alla capacità di generazione e non solo alla produzione di energia elettrica. In tale sede l'Autorità ha auspicato che tale modello nazionale, neutrale rispetto alle diverse tecnologie di produzione e basato su procedure di mercato, possa divenire un *target* di riferimento per i sistemi elettrici continentali.

³⁰⁷ Al riguardo si veda L. Di Donato, *L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Aeegsi) e la regolazione delle attività liberalizzate*, in www.amministrazioneincammino.luiss.it, 23 dicembre 2015, 1 ss.

³⁰⁸ Nello stesso senso si veda la sentenza del Consiglio di Stato, sez. VI, n. 3352 del 2006.

ad una situazione di concorrenza la cui promozione rientra tra le competenze dell’Autorità, in quanto essa ritenga che il mercato non sia idoneo alla formazione corretta dei prezzi di una reale competizione”.

Nella sentenza n. 2463 del 2011, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha rilevato che “proprio nella fase iniziale del processo complessivo di liberalizzazione è consono al sistema che l’Autorità vigili sull’andamento del mercato e indichi *ex ante* quali siano le regole in assenza delle quali possano verificarsi (o aggravarsi) effetti distorsivi”. Segnatamente il giudice amministrativo ha affermato «un “diritto-dovere” dell’Autorità di disporre tutte le misure idonee volte a promuovere un mercato caratterizzato da un’effettiva concorrenza, non solo con azioni repressive *ex post*, ma anche imponendo comportamenti che *ex ante* possano [...] prevenire effetti distorsivi»³⁰⁹.

Nel settore dell’energia la liberalizzazione e la regolazione procompetitiva si configurano, dunque, come strumenti non alternativi ma complementari³¹⁰. Gli interventi di apertura del mercato alla concorrenza sono specificamente tesi a creare maggiori spazi per la regolazione, volta ad assicurare continuità nell’erogazione del servizio, a garantire i consumatori finali e a conseguire *target* di politica ambientale³¹¹. Nel tempo la regolazione energetica³¹² ha raggiunto un elevato, anche se incompleto, grado di maturazione. Ciò impone l’esigenza una maggiore manutenzione, che consiste nell’aggiornamento, dato

³⁰⁹ Punto 7 del Considerato in diritto della sentenza n. 2643 del 2011.

³¹⁰ Sul punto si veda G. Masucci, *Comunicazioni elettroniche, utilities e reti fisse*, intervento al Convegno “*Liberalizzazioni in Italia: un processo infinito?*”, presso l’Università Luiss Guido Carli, svoltosi a Roma il 15 maggio 2013, 5.

³¹¹ I confini tra sistema regolato e sistema liberalizzato sono spuri. Di questa natura ibrida è necessario tenere conto per realizzare una migliore gestione della liberalizzazione del mercato dell’energia. Invero in questo settore il perfezionamento dei processi decisionali pubblici richiede una maggiore consapevolezza del legame inscindibile tra liberalizzazione e regolazione. Sul punto si veda A. Biancardi, M. Pagano, *Modelli organizzativi, concorrenza, security of supply*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa, (a cura di), *Riforme Elettriche tra efficienza ed equità*, cit., 386-388.

³¹² Per “regolazione energetica” si intende genericamente la disciplina che promuove la concorrenza, attraverso la correzione dei c.d. “*market failures*”, nell’ambito del mercato dell’energia elettrica e del gas naturale. Nel settore dell’energia i fallimenti di mercato, vale a dire quelle situazioni in cui il mercato non riesce autonomamente ad assicurare un uso efficiente delle risorse, sono due: 1) l’esistenza dei monopoli naturali; 2) le asimmetrie informative.

In questa sede si assume una nozione più ampia di regolazione di quella normalmente accolta nell’ordinamento italiano in cui essa è essenzialmente riconducibile alle amministrazioni indipendenti, simile a quella utilizzata dalla dottrina nordamericana, nella quale si fa, invece, ricadere ogni misura pubblica che influenza le scelte degli agenti economici. Invero, nell’ordinamento statunitense il termine “*regulation*” non chiama necessariamente in causa le amministrazioni indipendenti, limitandosi a designare solamente le attività delle *agencies*, ma, al contrario, indica tutta l’attività amministrativa ed, in un’accezione ancora più estesa, il ruolo dello Stato nell’economia. Cfr. S. Cattaneo, “*Agencies*” e “*regulation*” nel Regno Unito, in *Le Autorità indipendenti. Da fattori evolutivi ad elementi della transizione nel diritto pubblico italiano*, a cura di S. Labriola, Milano, 1999; Id. *Il problema della Costituzione economica europea. Appunti dal Regno Unito*, in *Rassegna parlamentare*, 2000, 323 ss. Per una rivisitazione del concetto di regolazione in ambito anglosassone si veda A. Ogus, *Regulation Revisited*, in *Public Law*, April 2009, 332 ss.

Pertanto la nozione di regolazione fatta propria in questa sede ricomprende ogni intervento del pubblico potere volto a promuovere la concorrenza e destinato ad influenzare l’attività imprenditoriale. All’interno di tale definizione di regolazione rientrano gli atti di *enforcement*, con cui si interviene *ex post* per assicurare l’applicazione e l’osservanza delle regole mediante l’esercizio di poteri repressivo-sanzionatori e di funzioni di risoluzione di controversie (c.d. “*regulation by litigation*”), e gli atti

che la regolazione invecchia presto, e nel controllo sul rispetto della regolazione. Queste sono le due nuove frontiere della regolazione energetica: senza un costante aggiornamento e un'adeguata attività di vigilanza anche la migliore regolazione è inutile, anzi danneggia il mercato³¹³.

Il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia non permette al regolatore di abbassare il livello di guardia, ma lo pone di fronte alla necessità di graduare i suoi interventi per trovare il giusto punto di equilibrio tra regolazione e concorrenza. Invero emerge un paradosso: la liberalizzazione segna il passaggio dal monopolio legale al mercato e, quindi, serve a fare in modo che sia la concorrenza e non più la regolazione amministrativa a disciplinare il mercato; tuttavia con la liberalizzazione proliferano i soggetti regolatori e la loro entrata in scena comporta, a sua volta, il rischio di un eccesso di regolazione e, quindi, una deriva dirigistica che finisce per non essere compatibile con l'avanzamento della concorrenza.

La sfida di coniugare concorrenza e regolazione deve essere affrontata mediante la predisposizione di una serie di strumenti, quali l'analisi continua del grado di concorrenzialità del mercato, una rigorosa valutazione economica degli effetti della regolazione attraverso un diffuso utilizzo dell'Air (Analisi di impatto della regolazione) e della Vir (Verifica di impatto della regolazione), nonché una maggiore semplificazione delle regole che mira a ridurre gli oneri amministrativi ed economici a carico delle imprese.

Ad oggi il mercato nazionale dell'energia non appare ancora effettivamente concorrenziale. In particolare si registrano due fenomeni: il completamento del processo di liberalizzazione induce a mettere in discussione l'efficacia della stessa regolazione economica e a domandarsi se non sia venuto il momento della deregolazione, in cui i mercati energetici sono lasciati al libero gioco della concorrenza e, quindi, consegnati alla sola tutela *ex post* dell'autorità *antitrust* nel presupposto che la migliore regolazione sia quella che crea le condizioni per poter fare a meno di sé stessa; b) si assiste ad una

regolatori ad efficacia individuale, con cui si realizza la c.d. "regolazione asimmetrica" destinata a ridurre il potere di mercato degli operatori dominanti, vale a dire la posizione dell'*ex* imprenditore monopolistico, il c.d. "*incumbent*", la cui quota di mercato rappresenta di per sé un potenziale ostacolo all'ingresso di *nuovi player*. La regolazione asimmetrica non deve vigilare sulla parità delle armi, come avviene di regola nella legislazione *antitrust*, ma deve, appunto, creare le condizioni stesse affinché queste armi possano diventare, nel medio-lungo periodo, paritarie. In sostanza la regolazione è un potere specifico che si sostanzia nel dettare regole endogene, più che esogene, al funzionamento del mercato, cioè regole tali che il mercato sia disciplinato per assicurare la libera concorrenza propedeutica allo sviluppo della produzione e finalisticamente vantaggiosa per il consumatore. Sul punto si veda M.E. Schinaia, *Il quadro di riferimento*, in L. Paganetto (a cura di), *Authorities. Imparzialità e indipendenza*, Roma, 2007, 11-12; C. Iannello, *Il "diritto alla fornitura di energia elettrica" tra "iniziativa economica", "concorrenza" e "utilità sociale"*, cit., 112.

³¹³ In proposito si veda M. Clarich, F. Sclafani, *Liberalizzazione e regolazione del mercato italiano: l'Autorità*, cit., 351.

crescente sovrapposizione di interventi tra l’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l’Autorità garante della concorrenza e del mercato, che svolge anche essa funzioni regolatorie³¹⁴.

Al riguardo giova sottolineare che la regolazione economica si rivela cruciale anche dopo la formale apertura dei mercati energetici alla concorrenza: infatti non basta una legge per creare un mercato effettivamente concorrenziale con la conseguenza che la c.d. “regolazione della transizione verso il mercato” non finisce, ma anzi comincia dopo il completamento del processo di liberalizzazione, posto che è proprio con l’apertura formale alla concorrenza, ovvero quando tutti i clienti possono decidere di cambiare fornitore, che si concretizza l’ipotesi di un fallimento del mercato concorrenziale nel passaggio da un monopolio pubblico ad una dominanza privata, o comunque della costituzione di un mercato fortemente concentrato³¹⁵.

La liberalizzazione dei settori energetici non equivale, quindi, a deregolazione: anche i mercati liberalizzati dell’energia elettrica e del gas naturale hanno bisogno di regole purchè siano compatibili con le loro condizioni di concorrenzialità, nel senso che essi necessitano di una regolazione economica a patto che sia una buona regolazione efficace e non inutilmente intrusiva. Pertanto, con lo sviluppo della concorrenza cambia il tipo di regolazione: ciò significa che in un mercato liberalizzato il rispetto dei confini fisiologici della regolazione, mediante la verifica dell’osservanza dei canoni di ragionevolezza e proporzionalità, passa attraverso una più attenta analisi dell’incapacità del mercato di ottenere da solo i benefici della concorrenza³¹⁶.

In sostanza la regolazione dei mercati liberalizzati dell’energia opera in un ambito più limitato di discrezionalità, in cui i confini sono più stretti: tanto maggiore è il grado di effettiva concorrenzialità del mercato, tanto minore è la discrezionalità del regolatore di settore che deve agire con maggiore prudenza, facendosi carico anche della c.d. “opzione zero”, cioè della scelta di non intervenire qualora la regolazione possa produrre più danni che benefici.

³¹⁴ Al riguardo si veda M. Clarich, F. Sclafani, *Liberalizzazione e regolazione del mercato italiano: l’Autorità*, cit., 352.

³¹⁵ La presenza diffusa di difetti del mercato reclama risposte dello Stato, che può intervenire attraverso una gamma di strumenti, tra i quali la regolazione assume rilievo principale. Mediante il ricorso a tale rimedio il sistema imperfetto di mercato e l’intervento pubblico concorrono a determinarsi reciprocamente. Pertanto la relazione tra Stato e Mercato si sviluppa in un rapporto di osmosi tra diritto ed economia. Sul punto si veda F. Russolillo (a cura di), *Fra Stato e Mercato*, 2017, Fondazione Cesifin, disponibile su www.apertacontrada.it, 10-11.

³¹⁶ In proposito si veda la sentenza del Consiglio di Stato n. 3503, sez. VI, del 14 giugno 2006.