

**Il funzionamento del mercato elettrico.
Considerazioni alla luce del cd. decreto anti-crisi d.l. n. 185/2008, della
sua legge di conversione l. n. 2/2009 e del decreto di attuazione d.m. 29
aprile 2009 ***

Andrea Crismani - Edoardo Fonda **

1. Introduzione. - 2. Il nuovo mercato elettrico tra scambi bilaterali e contrattazioni di borsa. - 3. Il Gestore del mercato elettrico. - 4. I tipi di mercato tra regole normative e tecniche. - 5. Il cd. mercato del giorno prima. - 5.1. (...) e il nuovo sistema di valorizzazione dei quantitativi di energia che vengono scambiati al suo interno. - 6. Il cd. mercato di aggiustamento. - 6.1 (...) e la sua prossima sostituzione con un mercato infragiornaliero dell'energia. - 7. Il cd. mercato del servizio di dispacciamento. - 7.1. (...) e la sua probabile nuova articolazione. Considerazioni conclusive.***

1. Introduzione.

Il settore dell'energia elettrica, al pari di molti altri settori economici, è stato interessato dal processo di liberalizzazione dei mercati interni - nazionali in vista della realizzazione del mercato unico¹.

* Il presente contributo, modificato e integrato, nasce nell'ambito del Seminario tenuto al Corso di Perfezionamento in Diritto dell'energia presso la LUISS Guido Carli il 13 febbraio 2009. Un particolare ringraziamento al prof. Marcello Clarich per l'invito e a Francesco Vetrò per i commenti e per i preziosi suggerimenti alla stesura di questo scritto.

** Andrea Crismani è associato in diritto amministrativo presso la Facoltà di Scienze politiche dell'Università degli Studi di Trieste. Edoardo Fonda è dottorando di ricerca in diritto ed economia dei beni pubblici e delle fonti di energia presso la Facoltà di Scienze politiche dell'Università degli Studi di Trieste.

*** I paragrafi: 1, 2, 4, 5.1. e 7.1 sono di Andrea Crismani e i paragrafi: 3, 5, 6, 6.1 e 7 sono di Edoardo Fonda.

¹ Prima della liberalizzazione, attuata con il d.lgs.16 marzo 1999, n. 79, il mercato era regolato dalla l. 6 dicembre 1962 n. 1643, che aveva nazionalizzato l'intero settore. Per effetto della nazionalizzazione, le attività di produzione, importazione, esportazione, trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica erano state riservate allo Stato e venivano gestite attraverso l'Ente nazionale per l'energia elettrica (ENEL), ente pubblico appositamente istituito, direttamente operativo e posto sotto la vigilanza del Ministero dell'Industria. L'introduzione di tale riserva comportò l'espropriazione delle imprese pubbliche e private operanti nel settore, ad eccezione delle aziende degli enti locali e delle imprese auto produttrici. Per uno approfondimento storico si v. G. GUARINO, *L'elettricità e lo Stato*, in *Scritti di diritto pubblico dell'economia*, Milano, 1970, p. 491 ss; G. LANDI, *Energia elettrica (nazionalizzazione)*, in *Enc. Giur.*,XVI, Milano, 1965, p. 899 ss; S. CASSARINO, *Energia elettrica (nazionalizzazione)*, in *Enc. dir.* XIV, Milano, 1965, p. 876 ss e G.. TONIOLO, (a cura di), *L'industria elettrica dai monopoli nazionali ai mercati globali* Bari, 2001, p. 83. Per un compiuto percorso della vicenda si rinvia a G. G. GENTILE, *Problemi giuridici della nazionalizzazione elettrica*, in *Rass. giur. Enel*, 1981, p. 137 ss; ID., *L'energia e il diritto comunitario (spunti da un convegno di studi)*, in *Rass. giur. Enel*, 1989, p. 647 ss; ID., *La strada italiana al mercato europeo dell'energia elettrica*, in *Rass. giur.*

L'attuazione pratica del modello in base al quale le imprese preposte alla produzione di servizi come quello elettrico siano sottoposte allo stesso regime delle altre e, in particolare, alle regole di concorrenza *sicuramente non è semplice*, per vari motivi. Innanzitutto perché questi servizi sono vitali per la soddisfazione di bisogni primari dei cittadini sia in via diretta (illuminazione e calore) sia anche in via indiretta (ad es. per la produzione di altri servizi di interesse pubblico)². Essi, inoltre, hanno un preoccupante grado di intrinseca rischiosità per interessi generali primari, quali, per esempio, quelli legati all'ambiente, anche se oggi non sono necessariamente in posizione di contrasto con gli stessi, dato che <<la politica di concorrenza e le politiche ambientali tendono ad essere attuate in modo da puntellarsi e rafforzarsi reciprocamente>>³. Il processo di liberalizzazione secondo il

Enel, 1995, p. 303 e ID., *Dalla nazionalizzazione alla privatizzazione: il caso dell'energia elettrica*, in *Rass. giur. Enel*, 1999, p. 5 ss.

² D. SORACE, *Il modello di regolazione dell'energia: profili generali*, Relazione al Convegno su *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Firenze, 5 maggio 2006, p. 1.

³ Osserva M. CLARICH (*La tutela dell'ambiente attraverso il mercato*, Relazione al Convegno dell'Associazione italiana dei professori di diritto amministrativo su <<Analisi economica e diritto amministrativo>>, Venezia, 29 settembre 2006, Milano, 2007, p. 104) di come <<fino a qualche decennio fa il mercato, con i meccanismi concorrenziali ad esso connaturati, era visto come un nemico dell'ambiente. Di regola, infatti, le imprese non si fanno carico spontaneamente delle cosiddette "esternalità negative", cioè delle emissioni inquinanti nell'atmosfera, nei fiumi e in generale nell'ambiente naturale. Né esse si preoccupano delle conseguenze di lungo periodo del depauperamento delle risorse naturali (per esempio, la deforestazione) determinato dall'approvvigionamento di materie prime necessarie per i processi produttivi>>. Però <<negli anni più recenti la riflessione teorica e il dibattito istituzionale hanno messo in luce non soltanto i cosiddetti fallimenti del mercato, cioè l'insufficienza del diritto privato (responsabilità civile e della tutela giurisdizionale dei diritti) a garantire una tutela efficace dell'ambiente, ma anche i difetti di una regolazione pubblica improntata a meccanismi rigidi di command and control>>. Pertanto si sviluppa <<la tutela dell'ambiente attraverso il mercato che consiste invece nella messa in opera di strumenti che fanno leva sulle dinamiche di mercato e sulle modalità di funzionamento del medesimo per promuovere la tutela dell'ambiente>>. Accade che <<in alcuni casi tali strumenti prescindono del tutto dall'impiego di misure autoritative da parte di autorità pubbliche che pur si fanno parte attiva per promuoverli>> e <<lo Stato assume così il ruolo di "facilitatore">>. Nota l'A. di come <<in presenza di una platea sempre più ampia di consumatori sensibili alle tematiche ambientali, le imprese che su base volontaria aderiscono al sistema di certificazione aziendale (il sistema comunitario EMAS di cui al Regolamento 761/2001/CEE e l'audit ambientale ISO) e ottengono la certificazione (dichiarazione di qualità ambientale) possono conseguire un vantaggio competitivo in termini di immagine rispetto ad altre imprese e possono promuovere il coinvolgimento attivo dei dipendenti con effetti positivi anche in termini di motivazione. Poi vi sono << i cosiddetti certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) sperimentati a partire dal 2001 nell'ambito di accordi internazionali che coinvolgono una ventina di Paesi europei e che tendono a promuovere la generazione di energia verde. I certificati in questione, emessi a livello nazionale da appositi organismi, sono titoli commerciabili separatamente dall'energia sottostante. Essi attestano che una certa produzione di energia deriva da fonti rinnovabili (acqua, sole, vento) che non depauperano risorse e non arrecano danni irreversibili all'ambiente. In questo modo si consente agli acquirenti di scegliere in modo consapevole (e garantito) se acquistare energia prodotta da impianti non inquinanti, testimoniando così la propria sensibilità a favore dell'ambiente e promovendo gli investimenti in quest'ultimi>>. In tal modo <<gli interventi regolatori possono creare, come si è detto,

modello dell'apertura alle regole della concorrenza si è dovuto, infine, confrontare con la configurazione nazionale del servizio in questione. Da un lato, infatti, la situazione da trasformare era <<una situazione ormai consolidata corrispondente a un modello pressoché opposto a quello comunitario, che sembrava considerare naturale, se non addirittura necessario, che la fornitura di servizi secondo i principi del servizio pubblico fosse il risultato di attività svolte da imprese pubbliche operanti in regime di monopolio secondo indirizzi politici di governo>>⁴. Dall'altro lato, però, l'apertura alla concorrenza del settore elettrico si è resa necessaria anche in vista della dismissione, da parte dello Stato, delle partecipazioni detenute nell'ente elettrico nazionale (Enel) che, trasformato in società per azioni e divenuto da riservatario a concessionario *ex lege* delle attività della filiera elettrica, ha continuato a svolgere tali attività in regime di esclusiva⁵. Com'è stato acutamente osservato, <<per evitare, dunque, che il passaggio dalla mano pubblica a quella privata dell'ente elettrico nazionale si traducesse nel passaggio da una situazione di monopolio pubblico ad una di monopolio privato, prima di procedere alla privatizzazione (sostanziale) dell'ente *de quo*, si è proceduto, peraltro in attuazione di una direttiva comunitaria (la n. 96/92/CE), alla liberalizzazione – là dove possibile sotto il profilo tecnico-economico – delle attività da esso gestite, e, ancor prima, alla istituzione di un'autorità indipendente di regolazione settoriale per governare la transizione dal monopolio alla concorrenza>>⁶.

Infatti, proprio a causa della struttura del settore elettrico e dell'articolazione dei sistemi nazionali, che si configuravano come veri e propri monopoli verticali a garanzia degli approvvigionamenti degli utenti finali, l'integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica ha preso le mosse dall'eliminazione degli ostacoli agli scambi tra gli Stati membri facendo leva sull'equiparazione dell'elettricità ad una merce e sulla diretta

anche mercati artificiali, alimentati da una domanda indotta dalla necessità di ottemperare a obblighi di legge gravanti su alcuni tipi di imprese>>.

⁴ D. SORACE, *op.cit.*, p. 2.

⁵ Un primo passo verso il processo di liberalizzazione in Italia si ebbe con la l. 9 gennaio 1991, n. 9 la quale introdusse la totale liberalizzazione della produzione di energia elettrica con riguardo a quegli impianti che utilizzavano fonti rinnovabili o assimilate. Conseguentemente tali impianti non erano più soggetti al regime di riserva a favore dell'ENEL ma veniva consentito agli stessi di produrre per uso proprio (cd. autoproduzione) o per vendere all'ENEL. Con la l. 8 agosto 1992, n. 359, attuativa del d.l. 11 luglio 1992, n. 333, *Misure urgenti per il risanamento della finanza pubblica*, venne poi realizzata la privatizzazione formale dell'ENEL che si trasformò da ente pubblico economico in società per azioni a totale partecipazione pubblica. Alla privatizzazione e alla liberalizzazione si è infine affiancata la necessità di regolamentare il mercato elettrico e con la l. n. 481/1995 è stata istituita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). In argomento si v. M. CLARICH, *Privatizzazione*, in *Digesto pubbl.* XI. Torino, 1996, p. 568 ss., E. FRENI, *Le privatizzazioni*, in *Trattato di diritto amministrativo*, a cura di S. CASSESE, *Diritto amministrativo speciale*, IV, *La disciplina dell'economia*, Milano, 2003, p. 3947.

⁶ F. VETRO', *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica*, in *Riv. Ital. Dir. Pubbl. Comunitario*, 2003, p. 813 s.

applicazione delle disposizioni del Trattato in materia di non discriminazione, libera circolazione e concorrenza⁷. Dapprima è intervenuta la direttiva n. 96/92/CE che ha perseguito l'obiettivo della graduale apertura dei mercati elettrici mediante l'imposizione di obblighi flessibili di organizzazione del sistema elettrico⁸. La direttiva n. 2003/54/CE ha, poi, ulteriormente ampliato l'applicazione del principio di uguaglianza tra operatori nel mercato europeo dell'energia elettrica e ha ristretto la facoltà degli Stati di derogare la disciplina comunitaria, mediante la previsione espressa di requisiti più stringenti per lo svolgimento dei servizi pubblici e l'abrogazione del regime di deroghe transitorie.

Il regolamento (CE) 1228/2003, infine, ha completato la direttiva n. 96/92/CE e ha dato attuazione al principio di non discriminazione in relazione all'accesso alla rete di interconnessione tra Stati membri per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, disponendo, a tal fine, oltre al coordinamento orizzontale tra le autorità nazionali per l'interoperabilità delle reti e la gestione delle congestioni, anche un parziale accentramento nella Commissione del potere di adottare orientamenti in materia di regolazione tariffaria e di gestione delle interconnessioni⁹.

Nell'ambito del nostro ordinamento, come osserva Vetro¹⁰, la risultante del processo di liberalizzazione è, almeno apparentemente, molto complessa. Questa apparente complessità è ascrivibile alla natura e alla destinazione sociale – e quindi pubblica – dei beni e dei servizi oggetto di scambio nel nuovo mercato dell'elettricità che hanno giustificato la permanenza dello Stato, sia nella veste di gestore (sia pure indirettamente, tramite società per azioni a partecipazione pubblica totalitaria o prevalente) di alcune attività necessarie al soddisfacimento degli interessi degli utenti dei servizi elettrici (e, in ultima istanza, al funzionamento del mercato), sia di regolatore (in via diretta, attraverso l'Esecutivo, o più di frequente, in via indiretta, attraverso l'autorità indipendente di regolazione) dei rapporti che sorgono tra gli operatori sul mercato, contribuendo, in tale ultima veste, a conformare il mercato stesso, mediante forme di ingerenza che non sono esterne al mercato, bensì parte di esso¹¹.

⁷ Z. BROCKA BALBI e M. BARRA, *Mercato interno dell'energia elettrica e servizi pubblici - la tutela dei piccoli clienti finali in Italia*, in *Dir. comm. internaz.*, 2007, 4, p. 763.

⁸ Agli Stati membri era stata riconosciuta la facoltà di organizzare il servizio pubblico nazionale in maniera chiara, trasparente e verificabile, anche in deroga al principio di non discriminazione. La stessa direttiva prevedeva inoltre uno speciale regime transitorio di deroga, concesso esclusivamente dalla Commissione, che consentiva agli Stati membri di mantenere gli obblighi di servizio pubblico sorti prima dell'entrata in vigore della direttiva.

⁹ G. DELLA CANANEA, *L'organizzazione comune dei regolatori per l'energia elettrica e il gas*, in *Riv. Ital. Dir. Pubbl. Comunitario*, 2004, p. 1385.

¹⁰ F. VETRO, *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica*, cit., p. 815 ss.

¹¹ Sull'argomento, in particolare, si v. G. G. GENTILE, *L'attività regolatoria nel settore elettrico*, in *Rass. giur. Enel*, 1999, p. 108; ID., *Impresa ed energia: la stagione dello Stato imprenditore*, in *Rass. giur. Enel*, 2001, p. 1.

Il processo di liberalizzazione dei mercati nazionali ha interessato, quindi, come si è detto, anche il mercato elettrico italiano. Quest'ultimo, infatti, è stato aperto alla concorrenza con il D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79¹². Tale <<apertura>> è stata realizzata sulla base dei seguenti principi: a) liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, a decorrere dal 1° aprile 1999; b) riserva allo Stato delle attività di trasmissione e dispacciamento, nonché della gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (comunemente abbreviata con l'acronimo RTN) e affidamento della stessa in regime di concessione; c) regolamentazione dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica, con l'affidamento della stessa in regime di concessione; d) mantenimento della proprietà delle infrastrutture elettriche costituenti la RTN in capo ai soggetti che, a quel momento, ne erano proprietari con l'obbligo per questi ultimi di costituire una o più società di capitali alle quali trasferire i beni, i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica.

L'assetto ora accennato, tuttavia, è stato ampiamente modificato sia in conseguenza dell'emanazione della l. 27 ottobre 2003, n. 290, (che ha previsto, tra l'altro, l'unificazione di proprietà e gestione della RTN), sia a seguito dell'approvazione della l. 23 agosto 2004, n. 239 (c.d. Legge Marzano) e del recepimento delle citate direttive comunitarie in materia di elettricità (in particolare della Direttiva n. 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio) nel cui ambito è ulteriormente sancito il principio di gradualità dell'attuazione delle misure di liberalizzazione del mercato dell'energia, soprattutto dal lato della domanda.

In ragione delle norme in vigore, le principali classi di attività del settore possono distinguersi, succintamente, in attività libere o in regime di concessione.

Le attività libere riguardano la produzione¹³, l'importazione ed esportazione¹⁴ e anche la vendita¹⁵, ma solo in presenza di determinati requisiti¹⁶.

¹² Si tratta del cd. decreto Bersani, dal nome del Ministro dell'Industria dell'epoca. Per un'attenta analisi di tale provvedimento si rimanda a: G. G. GENTILE, *L'apertura del mercato interno dell'elettricità*, cap. III, *L'attuazione del mercato interno dell'elettricità*, sez. III, *La disciplina attuativa* (sezione la cui stesura si deve a C. CIUFFETTI), in *Rass. giur. energia elettrica*, 1999, p. 37 ss.; M. GOLA, *L'organizzazione pubblica del mercato elettrico*, in *Giorn. dir. amm.*, 1999, p. 513 ss.; G. NAPOLITANO, *L'energia elettrica e il gas*, in *Trattato di diritto amministrativo*, a cura di S. CASSESE, *Diritto amministrativo speciale*, tomo III, Milano, 2003, p. 2226 ss.; A. COLAVECCHIO, voce *Energia elettrica*, in *Dig. disc. pubbl.*, Aggiornamento, vol. II, Torino, 2005, p. 233 ss.; F. VETRO', *Il servizio pubblico a rete. L'esempio paradigmatico dell'energia elettrica*, Torino, 2005, p. 273 ss.

¹³ Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei, nonché di trasformazione delle materie prime fonti di energia sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente (art. 1, c. 2, l. n. 239/2004). Resta in vigore, peraltro, la norma sancita dall'art. 8 del d.lgs. n. 79/99 la quale stabilisce che, a partire dal 1° gennaio 2003, nessun soggetto può produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia.

¹⁴ Il decreto legislativo n. 79/1999, con indirizzi riaffermati dalla legge Marzano, ha liberalizzato anche le attività di importazione ed esportazione di energia elettrica, nel rispetto, comunque, degli obblighi di servizio pubblico. Le competenze in tale materia sono suddivise tra il Ministero delle attività produttive (abbreviato in MAP, ora però Ministero dello Sviluppo Economico - MiSE), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas - abbreviata in AEEG - e Terna, la società che possiede e gestisce la RTN. Il MAP detta, innanzitutto, la normativa di indirizzo in tema di sicurezza ed economicità del sistema; esso, poi, sentito il parere dell'AEEG, individua modalità e condizioni delle importazioni, sulla scorta dei dati comunicati da Terna e relativi alla capacità totale disponibile sulle linee interconnesse. Terna, infine, procede all'attribuzione delle quote di capacità di importazione ai singoli operatori nella forma di bande d'interconnessione sulle linee transfrontaliere. Per gli aspetti critici inerenti all'importazione si v. Z. BROCCA BALBI e M. BARRA, *Mercato interno dell'energia elettrica e servizi pubblici - la tutela dei piccoli clienti finali in Italia*, cit., p. 763. Gli A. osservano come la disciplina delle importazioni in Italia si sia caratterizzata per la reiterazione di riserve e diritti speciali in favore di singoli operatori, o di categorie di operatori o di Stati confinanti, e per la scelta di metodi di assegnazione della capacità disponibile non sempre neutrali, trasparenti e competitivi. Essa è stata oggetto di approfondita indagine sia congiuntamente da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM e AEEG, *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale* (IC22), maggio 2005; inoltre v. del. AEEG n. 187/06 e del. AGCM n. 15774/2006), sia da parte della Commissione (Commissione europea, comunicazione del 20 gennaio 2007, indagine a norma dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità (relazione finale), COM (2006) 851 definitivo), oltre che oggetto di specifiche disposizioni delle direttive.

¹⁵ Anche la vendita di energia elettrica è libera. Ai fini della disciplina dell'attività di vendita e in analogia con la direttiva n. 92/96/CE, il decreto legislativo n. 79/1999 ha suddiviso gli utenti in due categorie: il cliente idoneo e il cliente vincolato. Il cliente vincolato è l'utente finale che è <<legittimato a stipulare contratti di fornitura di energia esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale in cui detto cliente è localizzato>> (co. 7 art.2. co. 7, d.lgs. n.79/1999). Il cliente idoneo, è la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista sia in Italia che all'estero (co. 6 art.2 d.lgs. n.79/1999). I requisiti, ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo (delibera AEEG n.91/1999), sono quelli previsti dal decreto legislativo n.79/1999, dalle sue successive modifiche e integrazioni, e, da ultimo, dalla l. n. 239/2004.

¹⁶ Tali requisiti sono: 1) a decorrere dal 1° luglio 2004, è diventato cliente idoneo ogni cliente finale non domestico ove, per cliente non domestico, si è adottata la definizione riportata nella Direttiva 2003/54/CE, art. 2, co. 11); 2) a decorrere dal 1° luglio 2007, è diventato cliente idoneo ogni cliente finale (da tale data, quindi, anche i clienti domestici, anche le famiglie sono state considerate clienti idonei; questo significa che la borsa elettrica ha cominciato ad avere un impatto sempre maggiore e sempre più diretto sulla vita delle imprese e dei cittadini). In conformità con i principi della normativa comunitaria citata e secondo quanto stabilito dalla l. n. 239/2004, l'Acquirente Unico S.p.A ha continuato a curare l'approvvigionamento dei clienti domestici, nonostante gli stessi siano divenuti idonei a partire dal 1° luglio 2007, e continuerà a farlo fino a quando questi ultimi non eserciteranno quel diritto di scelta del nuovo distributore che ormai pacificamente viene riconosciuto loro. La finalità dell'Acquirente Unico, costituito ai sensi dell'art. 4 del c.d. Decreto Bersani dal GSE (già GRTN), che ne detiene anche la totalità delle azioni, era quella di assicurare la fornitura di energia elettrica ai Clienti Vincolati (ovvero a tutti i clienti domestici e alle piccole imprese) a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. A tal fine l'Acquirente Unico acquistava energia elettrica sul mercato alle condizioni più favorevoli e poi la cedeva alle imprese distributrici per garantire ai Clienti Vincolati la fornitura in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e l'applicazione di una tariffa unica nazionale. Però a partire dal 1° luglio 2007, secondo quanto stabilito dal Decreto Legge n. 73 del 18 giugno 2007, con la completa apertura del mercato elettrico e con il conseguente venir meno della fascia dei Clienti

Invece le attività in concessione riguardano la trasmissione e il dispacciamento (che sono attività riservate allo Stato) e la distribuzione¹⁷, e restano tuttora attività caratterizzate da condizioni di monopolio naturale, dal momento che la duplicazione sia delle linee ad alta e altissima tensione per il trasporto a lunga distanza, sia delle reti di distribuzione a media e bassa tensione, oltre a comportare un incremento notevole dei costi, renderebbe impossibile la realizzazione di economie di scala¹⁸.

La trasmissione e il dispacciamento sono state attribuite (ai sensi dell'art. 3 del d. lgs. n. 79/99) in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a. (in breve GRTN), società pubblica costituita *ad hoc*. Dal 1° novembre 2005, per effetto del dPCM dell'11 maggio 2004, il ramo d'azienda del GRTN 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 della riunificazione della gestione e della proprietà della rete stessa. A valle del trasferimento il GRTN è diventato il Gestore dei Servizi Elettrici S.p.a. (in breve GSE) per rendere più coerente la propria denominazione con la missione ad esso assegnata.

Il GSE, infatti, 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'ambiente. Il GSE, peraltro, ha cominciato a concentrare in modo esclusivo la sua azione su tali tematiche solamente a partire dal 1° novembre 2005, e cioè da quando hanno avuto efficacia le disposizioni del citato dPCM 11 maggio 2004 che, come si è detto, hanno previsto il trasferimento a Terna delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, fino ad allora svolte dalla società GRTN S.p.a.¹⁹

Vincolati, l'Acquirente Unico ha continuato ad intervenire sul mercato per acquistare l'energia elettrica necessaria a soddisfare la domanda dei cd. Clienti Tutelati, e cioè dei consumatori domestici e delle piccole imprese (connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) che non hanno scelto un nuovo fornitore nel mercato libero.

¹⁷ S. CASSESE (*La disciplina del mercato*, in *Rass.giur. Enel*, 1997, p.754) è dell'avviso che l'assoggettamento al regime di concessione dell'attività di distribuzione sia poco compatibile con la logica di mercato. Per ulteriori approfondimenti si rinvia a G. DI GASPARE, *Il mercato comunitario dell'energia elettrica e la concessione di distribuzione dopo il d.lgs. 79/1999*, in *Rivista Italiana di Diritto Pubblico Comunitario*, 2001, p. 29; G. DE NOZZA, *Prime note in merito alle norme di riforma dell'attività di distribuzione di energia elettrica*, in *Rass. Giur. Energia Elettrica*, 1999, p. 313 e ss.

¹⁸ Per un approfondimento C. CAMPIDOGLIO, in *Tariffe di trasmissione e di vettoriamento e mercato dell'elettricità*, in *Quaderni n. 1/ giugno 1999*, p. 6, Istituto per la Ricerca Sociale Irs Osservatorio Energia.

¹⁹ Alle attività inizialmente attribuite al GSE dal dPCM 11 maggio 2004 (svolgimento delle attività afferenti alle funzioni di compravendita dell'energia CIP 6 e alla gestione del meccanismo dei certificati verdi; svolgimento delle attività correlate all'attuazione della Direttiva n. 2001/77/CE in tema di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili; gestione delle partecipazioni detenute nelle società GME S.p.a. e Acquirente Unico S.p.a.) con successive leggi e normative dei Ministeri competenti e

Per quanto riguarda, infine, la distribuzione il c.d. decreto Bersani ha previsto che tale attività sia svolta in regime di concessione previa autorizzazione rilasciata dal Ministero per le Attività Produttive (MAP ora però Ministero dello Sviluppo Economico, MiSE). Le imprese distributrici operanti alla data del 1° aprile 1999 hanno comunque continuato a svolgere tale servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero con scadenza al 31 dicembre 2030, salvo il rispetto del limite legale di non più di una impresa di distribuzione di energia elettrica attiva per singolo comune²⁰. Dopo questa data le concessioni saranno attribuite con gara. Le imprese distributrici, inoltre, sono ora obbligate a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Le imprese che in Italia svolgono l'attività di distribuzione di energia elettrica possono essere suddivise in tre categorie: Imprese

dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sono stati aggiunti ulteriori compiti come quelli di incentivare la produzione elettrica da energia solare; di qualificare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento; di facilitare la generazione elettrica distribuita sul territorio mediante il ritiro di energia e lo scambio sul posto. Le disposizioni emanate prevedono che il GSE assicuri, oltre alla regolazione economica, anche il supporto informativo per promuovere i meccanismi di sostegno e il corretto uso delle fonti energetiche. Le attività prevalenti del GSE consistono nel garantire agli operatori il sostegno economico che le normative nazionali assicurano per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. L'impiego di tali fonti, senza opportuni meccanismi di sostegno, risulta infatti - in genere - ancora troppo costoso per consentirne la diffusione. E pertanto il GSE: ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia elettrica prodotta da impianti utilizzanti fonti rinnovabili e assimilate per i quali sono stati sottoscritti contratti di cessione pluriennali (c.d. energia CIP 6); ritira e colloca sul mercato l'energia ceduta da impianti che in base alle disposizioni di legge, tradotte nella delibere AEEG n. 280/07, cedono energia al GSE in alternativa all'accesso diretto al mercato (c.d. ritiro dedicato); gestisce, in qualità di Soggetto Attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici e da impianti solari termodinamici; emette i certificati verdi (CV) e verifica i relativi obblighi da parte di produttori ed importatori qualifica gli Impianti di generazione elettrica Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR); effettua il riconoscimento del rispetto della condizione tecnica di cogenerazione; rilascia la Garanzia d'Origine (GO) per l'energia elettrica prodotta da impianti utilizzanti fonti energetiche rinnovabili o funzionanti in cogenerazione. Il GSE partecipa, inoltre, alla piattaforma di scambio certificati gestita dall'AIB (*Association of Issuing Bodies*) e, in tale ambito, emette i certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*) validi a livello internazionale.

²⁰ Sono comunque incentivate le aggregazioni tra distributori, al fine di favorire una maggiore efficienza del sistema. A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico attuata con d.l. 18 giugno 2007 n. 73, Enel S.p.A., in ottemperanza al citato provvedimento, ha provveduto ad attuare la separazione contabile dell'attività di distribuzione affidata ad Enel-Distribuzione S.p.A. dall'attività di vendita di energia elettrica istituendo, a tale scopo, Enel-Energia S.p.A.

distributrici di riferimento (IDR)²¹, Imprese distributrici sottese (IDS)²², Imprese distributrici isolate²³.

2. Il nuovo mercato elettrico tra scambi bilaterali e contrattazioni di borsa.

Nell'adottare il c.d decreto Bersani il nostro legislatore ha goduto di un'ampia discrezionalità. La direttiva comunitaria che, con lo stesso, era chiamata ad attuare, e cioè la n. 96/92/CE²⁴, a differenza di altre direttive coeve estremamente dettagliate e, quindi, direttamente ed immediatamente applicabili negli ordinamenti dei vari Stati membri, si caratterizzava, infatti, per un'estrema flessibilità²⁵. Tale direttiva, in altri termini, prevedeva diverse misure pro-concorrenziali, lasciando a ciascun legislatore la possibilità di scegliere quella ritenuta più confacente al mercato di cui doveva operare la liberalizzazione.

Tra le tante scelte che il nostro legislatore è stato chiamato a operare, una ha riguardato anche l'assetto del nuovo mercato liberalizzato. Più in particolare, il legislatore del '99 ha dovuto scegliere se mantenere in vigore il sistema della contrattazione bilaterale tra operatori, rinunciando così a qualunque ingerenza statale nelle transazioni commerciali aventi ad oggetto energia elettrica²⁶, o sostituirlo con un altro sistema²⁷.

²¹ Sono quelle imprese distributrici che hanno punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona e, all'interno della stessa, almeno un punto di interconnessione in alta tensione.

²² Sono quelle imprese distributrici che hanno punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona ma, all'interno della stessa, non hanno punti di interconnessione in alta tensione. All'interno di una stessa zona, inoltre, l'impresa distributtrice sottesa potrà essere connessa: sia direttamente, ad una o più imprese distributrici di riferimento; sia indirettamente, a reti di altre imprese non di riferimento. In ogni caso, l'IDS risulterà sottesa a quell'impresa distributtrice di riferimento che nella zona considerata avrà il maggior numero di clienti.

²³ Sono imprese che non sono interconnesse con la rete di trasmissione nazionale nemmeno attraverso altre reti di distribuzione.

²⁴ Per un'attenta analisi di tale direttiva si rimanda a: G. G. GENTILE, *L'apertura del mercato interno dell'elettricità*, cap. III, *L'attuazione del mercato interno dell'elettricità*, sez. I, *La Direttiva europea*, cit., p. 31 ss.; A. COLAVECCHIO, *La liberalizzazione del settore elettrico nel quadro del diritto comunitario*, Bari, 2000, pp. 65-110; F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 213 ss.

²⁵ Così, F. VETRO', *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica*, cit., p. 813 s. Dello stesso avviso è anche M. DE BELLIS, voce *Energia elettrica*, in *Dizionario di diritto pubblico*, diretto da S. CASSESE, Milano, 2006, p. 2191.

²⁶ In realtà lo Stato italiano avrebbe potuto rinunciare solamente ad un'ingerenza *ex ante* e non, anche, ad un'ingerenza *ex post* in tali transazioni; stante infatti la capacità limitata della rete di trasmissione nazionale e, quindi, l'impossibilità di farvi transitare contemporaneamente più di un *tot* di energia elettrica, non si sarebbe potuto non investire il gestore della stessa del potere di ridurre alla bisogna i quantitativi di elettricità oggetto delle transazioni commerciali.

²⁷ Per un'analisi delle opzioni che il legislatore italiano aveva a disposizione si rimanda a F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 828 s.

La scelta del legislatore della liberalizzazione è caduta su di un sistema che potremmo definire <<misto>>. Lo stesso, infatti, ha previsto che gli scambi di energia elettrica avvengano, di regola, nella cd. Borsa elettrica, per la cui organizzazione e gestione ha istituito anche un apposito soggetto, e cioè il Gestore del mercato elettrico, consentendo tuttavia agli operatori che ne facciano richiesta di avvalersi ancora del sistema della contrattazione bilaterale²⁸.

Il legislatore della liberalizzazione, quindi, non ha reso la Borsa elettrica <<obbligatoria>>, non avendo previsto che le transazioni commerciali aventi ad oggetto energia elettrica debbano necessariamente avvenire all'interno della stessa, ma, a ben vedere, non l'ha resa nemmeno <<facoltativa>>²⁹. Esso, infatti, come si è visto, non ha lasciato agli operatori la possibilità di scegliere liberamente se avvalersi del nuovo sistema di negoziazione o continuare a stipulare contratti bilaterali, avendo invece previsto che il ricorso a tali contratti debba necessariamente essere autorizzato da un soggetto istituzionale, e più precisamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas³⁰.

Siffatto modello per così dire <<ibrido>>³¹ di Borsa elettrica è stato aspramente criticato da una parte della dottrina. Alcuni studiosi, infatti, sostenevano che un mercato elettrico strutturato con una notevole presenza di contratti bilaterali fosse un mercato con volumi d'affari e, quindi, con prezzi più stabili³². Essi, pertanto, caldeggiavano l'introduzione, anche in Italia, di una Borsa elettrica <<facoltativa>>.

Tale opinione, dopo aver raccolto sempre più consensi nelle file degli <<addetti ai lavori>>, ha finito per convincere anche il legislatore, il quale, infatti, con il d. l. n. 239 del 29 agosto 2003, convertito, con modificazioni, nella l. n. 290 del 27 ottobre dello stesso anno, ha deciso di sopprimere la succitata autorizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas³³.

Con tale provvedimento si è avuta, dunque, la piena affermazione della libertà di scelta dell'operatore elettrico³⁴. Quest'ultimo, in altri termini,

²⁸ Cfr. il testo originale degli artt 5 e 6 del d.lgs. 16 marzo 1999, n. 79.

²⁹ Così M. DE BELLIS, *La disciplina della Borsa elettrica*, in *Giorn. dir. amm.*, 2004, p. 833.

³⁰ Tale autorizzazione, come si avrà modo di vedere, non è più necessaria. Prima che il legislatore modificasse le scelte operate con il cd. decreto Bersani si è, tuttavia, a lungo discusso se la discrezionalità dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel rilasciarla fosse una discrezionalità <<piena>> ovvero una discrezionalità tecnica, se, cioè, l'Autorità potesse decidere liberamente di non rilasciare l'autorizzazione o se, invece, una tale scelta dovesse necessariamente basarsi su di una verifica tecnica della incompatibilità dei contratti con i limiti fisici della rete di trasmissione nazionale. Propendeva per la prima soluzione M. FALCIONE, *I contratti del mercato elettrico*, Roma, 2003, p. 32, il quale dubitava che la lettera dell'art. 6, co. 2, d.lgs. 79/1999 si limitasse a prevedere <<canoni di giudizio di natura spiccatamente tecnica...>>.

³¹ L'espressione è di M. DE BELLIS, *ult. op. cit.*, p. 833.

³² Così, per esempio, M. FALCIONE, *op. cit.*, p. 33.

³³ Cfr. art. 1 *quinquies*, punto 8, lett. c), d.lgs. n. 239/2003.

³⁴ Così M. DE BELLIS, *ult. op. cit.*, p. 834.

ha ora la possibilità di scegliere liberamente se stipulare un contratto bilaterale o avvalersi del sistema della Borsa.

Il legislatore, quindi, ha finito per sostituire il modello di Borsa <<ibrido>> delineato *ab origine* con un modello di Borsa più decisamente <<facoltativo>>³⁵, conformandosi così, oltre che alle opinioni di buona parte degli studiosi, anche a quanto stava accadendo negli altri Paesi europei e, in particolare, in Inghilterra.

In Inghilterra, infatti, nel marzo del 2001, si era passati da una Borsa elettrica di tipo obbligatorio (il cd. *Electricity Pool*, istituito fin dal 1990) ad una Borsa elettrica di tipo facoltativo (il cd. *New Electricity Trading Arrangements* o NETA), ottenendo, in soli ventiquattro mesi, un abbassamento dei prezzi ai livelli di tredici anni prima³⁶.

Questo risultato, che sembrava dar ragione agli studiosi che guardavano con favore al massiccio utilizzo di contratti bilaterali quale fattore di stabilità dei prezzi dell'energia elettrica³⁷, quasi sicuramente deve aver influito sulle scelte del legislatore del 2003.

La Borsa elettrica quindi, da tale anno, è diventata il luogo (virtuale) in cui possono avvenire (e normalmente avvengono) le transazioni commerciali aventi ad oggetto energia elettrica.

Le pagine che seguono saranno, pertanto, dedicate alla descrizione del suo funzionamento.

Prima di procedere in tal senso, è importante, tuttavia, premettere che un ruolo fondamentale nella regolamentazione del mercato elettrico hanno avuto le peculiari caratteristiche fisiche dell'energia elettrica³⁸: da un lato, infatti, l'impossibilità di immagazzinare efficientemente ed economicamente tale bene, richiede, al fine di mantenere una continuità di equilibrio fra domanda e offerta, un sistematico eccesso di quest'ultima e, conseguentemente, la necessità di prevedere un sistema di prezzo

³⁵ Così M. DE BELLIS, *ult. op. cit.*, p. 834.

³⁶ Così il National Audit Office - NAO, *The New Electricity Trading Arrangements in England and Wales*, Report By The Comptroller And Auditor General HC 624 Session 2002-2003, 9 May 2003, London, Ordered by the House of Commons to be printed on 6 May 2003, secondo il quale *NETA has facilitated lower wholesale prices. Wholesale prices fell by over 20 per cent between the introduction of NETA in March 2001 and October 2002 and by 40 per cent since NETA was proposed in 1998. Because NETA coincided with other major changes in the electricity market there are a range of views as to what proportion of the fall happened because of NETA. The new arrangements have made it harder for prices to be artificially inflated. While it is difficult to be certain about the cause of short-term changes in prices, it may be significant that the fall in wholesale prices has accelerated after the introduction of NETA, and hence it is reasonable to conclude that NETA has, at the very least, facilitated the fall in prices.* Per un'attenta analisi sia della precedente che dell'attuale configurazione del mercato elettrico inglese si rimanda a G. B. ZORZOLI, *Strano mercato quello elettrico*, Siena, 2008, p. 160 ss.

³⁷ Così M. DE BELLIS, *ult. op. cit.*, p. 833, nota 21.

³⁸ Molto incisivamente F. CARNELUTTI (*Studi sulle energie come oggetto di rapporti giuridici*, in *Rivista di diritto commerciale*, 1913, p. 354-382) secondo il quale <<la corrente elettrica è l'acqua che corre, il fascio di muscoli vivi>> e <<l'energia è la forza che l'acqua può sprigionare, il lavoro che i muscoli possono compiere>>.

comprendente non solo i costi di produzione ma anche i costi di riserva di capacità. Dall'altro la natura di monopolio naturale che caratterizza le reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, configura vincoli di natura tecnica ed economica che limitano e condizionano l'introduzione di una completa liberalizzazione³⁹. Inoltre va fin d'ora considerato che il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia richiesta e prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa nella rete dai produttori tramite gli impianti di generazione sparsi sul territorio. La rete è quindi un sistema di vasi comunicanti, in cui è immessa e prelevata in modo continuativo energia elettrica. La necessità di garantire che il rapporto tra l'elettricità immessa e quella prelevata sia mantenuto almeno a un livello di uguaglianza, è, peraltro, diretta conseguenza della succitata impossibilità di immagazzinare efficientemente ed economicamente tale bene⁴⁰.

Ciò detto, e prima di assolvere al compito che ci siamo prefissati, e cioè di procedere alla descrizione del funzionamento del mercato elettrico occorre ancora analizzare, seppur brevemente, le caratteristiche del soggetto che è chiamato a gestirlo e ad organizzarlo e che d'ora in poi, per praticità, indicheremo solamente con l'acronimo GME, e, soprattutto, dare conto del perché lo Stato, per il tramite di tale soggetto, abbia deciso di ingerirsi ancora in un'attività della filiera elettrica che, a norma dell'art. 1 del d.lgs. n. 79/1999, dovrebbe essere completamente <<libera>>, e cioè l'attività di vendita.

La ragione della perdurante presenza della mano pubblica in tale attività è presto detta. Lo Stato, infatti, ha deciso di organizzare e gestire gli scambi di energia elettrica a motivo della destinazione sociale, e quindi pubblica, del bene che ne costituisce l'oggetto⁴¹.

Per quanto riguarda invece il soggetto che, in concreto, è chiamato a operare tale organizzazione e gestione, e cioè il GME, il discorso si fa un po' più complesso e merita, pertanto, un apposito paragrafo.

³⁹ Sul regime giuridico della rete si v. F. CINTIOLI, *Le reti come beni pubblici e la gestione dei servizi*, in *Dir. amm.*, 2007, 2, p.293 ss. L'A. nota come <<Le reti sono effettivamente ancora dei beni pubblici. Utilizzando alcune espressioni di Giannini, potremmo definirle, anche alla luce dell'analisi compiuta, beni sottoposti a proprietà pubblica in senso oggettivo, destinati ad una fruizione collettiva *indiretta* ed una fruizione imprenditoriale *diretta*. (...) esse sono dei beni a rilevanza pubblica e insieme dei beni destinati all'uso comune del mercato>> e pertanto sono <<un bene del tutto peculiare>>.

⁴⁰ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*

⁴¹ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 812. Infatti, lo sviluppo della dimensione sociale del mercato interno, volta a garantire un livello uniforme di coesione sociale, ha portato alla definizione di un concetto comune di servizio pubblico anche nel settore dell'energia elettrica. Aspetto ricavabile dalla lettura delle disposizioni contenute nelle direttive comunitarie sul mercato elettrico che impongono agli Stati membri di organizzare il servizio pubblico in condizioni di uguaglianza e non discriminazione. Sulla qualificazione del settore dell'energia come servizio universale si rinvia a G. G. GENTILE., *Il servizio universale nel settore dell'energia elettrica*, in *Rass. giur. Enel*, 1998, p. 83, G. SANTI, *Il servizio universale in Italia*, in *Servizi a rete in Europa*, a cura di E. FERRARI, Milano, 2000, p. 170.

3. Il Gestore del mercato elettrico.

Il GME, come si è visto, è il soggetto che ha il compito di organizzare e gestire il nuovo mercato elettrico. Più in particolare, si tratta di una società per azioni che potremmo definire <<legale>>, o meglio <<obbligatoria>>, in quanto la sua costituzione è stata imposta dalla legge⁴².

Il GME, inoltre, pur essendo una società per azioni, ben può considerarsi un soggetto pubblico a tutti gli effetti⁴³. Esso, infatti, è investito di rilevanti funzioni pubblicistiche⁴⁴ ed è controllato al cento per cento da un soggetto, il Gestore dei servizi elettrici⁴⁵, il cui unico azionista è lo Stato⁴⁶. Più in particolare, il GME va ascritto nel novero dei cd. organismi di diritto pubblico⁴⁷, dato che presenta tutti e tre i requisiti richiesti dall'art. 3, co. 26, del d.lgs. n. 163/2006 per l'attribuzione di questa qualifica. Tali requisiti, come è noto, sono: a) il possesso della personalità giuridica; b) lo svolgimento di un'attività finanziata in modo maggioritario dallo Stato o da enti pubblici o da altri organismi di diritto pubblico, oppure soggetta al loro controllo, ovvero condotta con organismi di amministrazione, direzione o vigilanza costituiti, in misura non inferiore alla metà, da componenti da loro designati; c) l'istituzione per soddisfare specificamente bisogni di interesse generale non aventi carattere industriale o commerciale.

Per quel che concerne il requisito *sub a)*, il GME, essendo stato costituito in forma di società per azioni, è sicuramente dotato di personalità giuridica⁴⁸.

Il suo capitale sociale inoltre, come si è visto, è interamente posseduto dalla S.p.a. Gestore dei servizi elettrici, la quale, a sua volta, è detenuta dal Ministero dell'economia e delle finanze. Questa circostanza sembra, pertanto, sufficiente ad integrare il requisito *sub b)*, sia perché, come è noto, ai fini della qualificazione di un soggetto come organismo di diritto pubblico rilevano anche situazioni di controllo indiretto del pacchetto di maggioranza del capitale sociale, sia perché, come si è visto, la norma di cui all'art. 3, co. 26 del d.lgs. n. 163/2006 contempla espressamente l'ipotesi in cui l'organismo di diritto pubblico sia controllato da un altro organismo della stessa specie⁴⁹.

⁴² Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 820.

⁴³ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 820.

⁴⁴ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 820.

⁴⁵ Il Gestore dei servizi elettrici è una società per azioni a cui è stato affidato il compito di gestire, promuovere ed incentivare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili nel nostro Paese. Si tratta, in sostanza, del <<vecchio>> Gestore della rete di trasmissione nazionale che, dopo aver ceduto a Terna il ramo d'azienda con il quale gestiva tale infrastruttura, ha cambiato, oltre ai compiti, anche la denominazione.

⁴⁶ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 818.

⁴⁷ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 820.

⁴⁸ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 823.

⁴⁹ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 823.

Per quanto concerne infine il requisito *sub c)*, che il GME operi per soddisfare specificamente bisogni di interesse generale non aventi carattere industriale o commerciale si evince chiaramente dall'attività che lo stesso svolge⁵⁰. Tale attività, infatti, come si è visto, consiste nella gestione e nell'organizzazione degli scambi di energia elettrica e presenta, dunque, profili strettamente connessi alle funzioni di regolazione del mercato in cui tali scambi avvengono, a funzioni, cioè, che sono chiaramente attribuite per la tutela di interessi pubblici⁵¹.

Appurato che il GME è da considerarsi un organismo di diritto pubblico a tutti gli effetti e che, pertanto, ai contratti dallo stesso stipulati si applicherà la disciplina di cui al d.lgs. n. 163/2006, vediamo ora quali sono i compiti istituzionali nello svolgimento dei quali il nuovo soggetto stipulerà tali contratti.

4. I tipi di mercato tra regole normative e tecniche.

Come si è detto, al GME sono stati affidati sia il compito di gestire la cd. Borsa elettrica sia quello di organizzarla e di predisporre, pertanto, le regole di funzionamento⁵².

Una delle fasi cruciali di ogni processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica è indubbiamente quella relativa alla definizione, da parte delle autorità di regolazione, dei mercati e dei (sotto)mercati in cui organizzare gli scambi di energia elettrica tra venditori e compratori e delle relative modalità di funzionamento. La definizione dei (sotto)mercati, peraltro, deve rappresentare in maniera coerente i fenomeni economici che caratterizzano il mercato dell'energia elettrica nella sua accezione più ampia. Infatti, ogni soluzione istituzionale prescelta può prevedere (sotto)mercati più o meno ampi, che accentrano al loro interno un numero maggiore o minore di fasi.

I vincoli da rispettare in tale scelta sono di due tipi: 1) di tipo normativo, e cioè dovuti alle scelte che il Legislatore ha fatto nel momento della predisposizione delle normative di liberalizzazione che regolano il superamento del regime di monopolio e 2) di tipo tecnico, legati, cioè, alle peculiari modalità di funzionamento del sistema elettrico⁵³.

L'aspetto tecnico è particolarmente importante fino al punto che i vincoli normativi sono asserviti alle regole tecniche per una serie di motivi peculiari alla merce oggetto del servizio.

⁵⁰ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 823.

⁵¹ Così, F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 823.

⁵² Cfr. art. 5 d.lgs. n. 79/1999.

⁵³ Così osserva l'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale* (IC22), maggio 2005, Roma, p. 26 .

Infatti, l'energia elettrica, come anche la sua circolazione, presenta alcune peculiarità tecniche: a) non è un bene immagazzinabile se non per piccole quantità e per breve tempo; b) è impossibile controllarne in tempo reale i flussi da e verso i singoli utenti della rete tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi; c) vi è la necessità di mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione nazionale entro livelli predefiniti, anche attraverso il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi di energia elettrica e, infine, d) è necessario utilizzare un'infrastruttura condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile: la rete di trasmissione nazionale e la rete in alta tensione di distribuzione (c.d. rete rilevante).

Per effetto di questi fattori è fondamentale e imprescindibile da qualsiasi altro aspetto che vi sia la presenza di un <<coordinatore del sistema>>, come è appunto il GME, che ponga in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievi in tempo reale. Pertanto sono fattori chiave la tempestività e il coordinamento delle azioni finalizzate al mantenimento della stabilità e della sicurezza del sistema elettrico nonché la disponibilità di adeguate risorse finalizzate al bilanciamento (azioni di dispacciamento). Ne consegue quindi che transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.) potranno essere effettuate solamente in presenza di un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema.

Tornando alla disciplina del mercato elettrico, va subito detto che le modalità attraverso le quali essa viene elaborata e formata destano alcune perplessità. L'art. 5 d.lgs. 79/1999 prevede, infatti, che tale disciplina sia predisposta dal Gestore del mercato e, poi, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (ora Ministero dello sviluppo economico), sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tale norma, inoltre, prevede, nel rispetto dei predetti criteri, i compiti del gestore del mercato in ordine al bilanciamento della domanda e dell'offerta e gli obblighi di produttori e importatori di energia elettrica. Alla luce di un tale dato normativo sono sorte, come si è detto, alcune perplessità. Attenta dottrina, per esempio, ha sollevato l'interrogativo in ordine alla ragione per la quale le regole di funzionamento del mercato elettrico debbano necessariamente essere approvate con un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e, quindi, con un atto formalmente amministrativo ma sostanzialmente normativo, nonostante il soggetto che è chiamato a predisporle, e cioè il GME, abbia già ricevuto una legittimazione in tal senso da parte del legislatore. Secondo alcuni studiosi, il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico serve per selezionare tra tutte le regole astrattamente idonee a governare un mercato elettrico quelle da applicare al nostro mercato. Tra tutte le regole che potrebbero <<far funzionare>> un mercato elettrico, solo quelle che avranno ricevuto una veste giuridico – formale a seguito dell'approvazione del

Ministero dello Sviluppo Economico saranno, pertanto, applicabili al nostro mercato⁵⁴.

Tali regole sono attualmente contenute nel cd. Testo integrato della disciplina del mercato elettrico approvato con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008

Nell'adottare tale complesso di norme il GME ha suddiviso il mercato elettrico in due mercati: il cd. mercato elettrico a termine (MTE)⁵⁵ ed il cd. mercato elettrico a pronti (MPE)⁵⁶.

Quest'ultimo, a sua volta, è stato suddiviso in tre (sotto)mercati: il cd. mercato del giorno prima (MGP), il cd. mercato di aggiustamento (MA) ed il cd. mercato del servizio di dispacciamento (MSD)⁵⁷. Tali mercati sono stati tutti <<toccati>>, in maniera più o meno ampia, dal cd. decreto anticrisi⁵⁸ e dalla sua legge di conversione⁵⁹. Ad essi, pertanto, dedicheremo i paragrafi che seguono.

5. Il cd. mercato del giorno prima.

Il primo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti è, come si è detto, il cd. mercato del giorno prima (MGP).

Il MGP si svolge in un'unica sessione relativa al giorno successivo. Esso ospita la maggior parte delle compravendite di energia elettrica. Sul MGP si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo. La seduta del MGP si chiude tutti i giorni alle ore 9.00 e si apre 9 giorni prima del giorno precedente a quello cui si riferiscono le offerte. Gli operatori vi partecipano presentando appunto offerte di acquisto e offerte di vendita nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere.

Ogni offerta di vendita, quindi, esprime la disponibilità dell'operatore che la presenta a vendere una quantità di energia non superiore a quella specificata a un prezzo unitario non inferiore a quello indicato⁶⁰.

Ogni offerta di acquisto, invece, esprime la disponibilità dell'operatore che la presenta ad acquistare una quantità di energia non superiore a quella specificata ad un prezzo unitario non superiore a quello indicato⁶¹, o meglio, a quello eventualmente indicato.

⁵⁴ Così A. POLICE, *Relazione introduttiva alla sesta sessione del Corso di perfezionamento in Diritto dell'Energia*, in corso di pubblicazione sul sito www.luiss.it.

⁵⁵ Nel mercato elettrico a termine, contrariamente a quanto avviene negli altri mercati, non vengono negoziati quantitativi di energia ma contratti che hanno per oggetto tale bene e che prevedono l'obbligo di consegna dello stesso entro un determinato periodo di tempo.

⁵⁶ Cfr. art. 21, co. 21.1, Testo integrato.

⁵⁷ Cfr. art. 21, co. 21.2, Testo integrato.

⁵⁸ Si tratta del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

⁵⁹ Si tratta della legge 28 gennaio 2009, n. 2.

⁶⁰ Cfr. art. 37, co. 37.3, Testo integrato.

⁶¹ Cfr. sempre art. 37, co. 37.3, Testo integrato.

Nelle offerte di acquisto, infatti, può anche non essere specificato alcun prezzo⁶². In tal caso l'offerta esprimerà la disponibilità dell'operatore che la presenta ad acquistare a qualunque prezzo.

Per poter presentare sia offerte di acquisto che offerte di vendita gli operatori necessitano ovviamente di alcune informazioni preliminari. Essi, infatti, non possono non sapere a quanto presumibilmente ammonta il fabbisogno energetico da soddisfare o quali sono i limiti di transito dell'energia sulla rete di trasmissione nazionale.

Tali informazioni sono pertanto oggetto di un obbligo di comunicazione. Esse, infatti, devono essere comunicate da Terna⁶³ al GME, il quale, a sua volta, deve metterle a disposizione degli operatori pubblicandole sul proprio sito⁶⁴.

Una volta venuti a conoscenza delle informazioni preliminari, gli operatori sono in grado di presentare le proprie offerte.

Ogni offerta deve essere presentata con le modalità indicate nell'art. 26 del Testo integrato e deve riferirsi ad un periodo rilevante, e cioè ad una determinata ora, del giorno successivo⁶⁵ (ecco perché mercato del giorno prima).

Tutte le offerte inoltre, sia di acquisto che di vendita, devono riferirsi ad un determinato punto di offerta⁶⁶. Poiché l'energia è trasportata sulla rete si ha la trasmissione dell'energia da un punto della rete nel quale l'energia viene

⁶² Cfr. art. 25, co. 25.2, Testo integrato.

⁶³ Terna è una società per azioni che l'ENEL ha dovuto costituire e a cui ha dovuto conferire la proprietà della rete di trasmissione nazionale. Per favorire l'apertura del mercato elettrico alla concorrenza, infatti, il legislatore della liberalizzazione ha imposto all'ex monopolista di trasformarsi da impresa verticalmente integrata, direttamente operativa in tutte le fasi della filiera elettrica, in *holding* industriale con funzioni di indirizzo strategico e coordinamento delle attività esercitate da alcune società che le ha imposto di costituire (cfr. art. 13, co. 1, d.lgs. n. 79/1999). L'ENEL, quindi, ha dovuto <<privarsi>>, oltre che delle attività di produzione, distribuzione e vendita, anche della proprietà dell'infrastruttura di rete e della sua gestione. La prima, come si è visto, è stata conferita a Terna; la seconda, invece, è stata affidata alla neo costituita GRTN S.p.a., le cui azioni sono state immediatamente attribuite, a titolo gratuito, al Ministero del Tesoro. Oltre ad essere proprietaria della rete di trasmissione nazionale, Terna svolge, tuttavia, anche altri compiti. Ad essa, infatti, il d.l n. 239 del 29 agosto 2003 ha affidato anche la gestione dell'infrastruttura di rete, togliendola, quindi, alla GRTN S.p.a. Quest'ultima, dunque, per effetto di tale provvedimento, ha dovuto cedere alla prima il ramo d'azienda con il quale gestiva la rete di trasmissione nazionale, rinunciando, così, anche a svolgere la cd. attività di dispacciamento, e cioè ad occuparsi del bilanciamento istantaneo e continuo dei flussi di energia che vengono immessi nella rete e prelevati dalla stessa.

⁶⁴ Cfr. art. 36, co. 36.1, Testo integrato.

⁶⁵ Cfr. artt. 21, co. 21.4, e 34, co. 34.2, Testo integrato.

⁶⁶ Cfr. art. 25, co. 25.3, Testo integrato. In base all'art. 2, lett. kkk) del Testo integrato *per punto di offerta si intende il punto di dispacciamento come definito dalla disciplina del dispacciamento, relativamente al quale sono comunicati dall'utente di dispacciamento i margini a salire e a scendere e relativamente al quale sono riferite le quantità oggetto delle offerte di acquisto e di vendita ai fini del mercato e le quantità oggetto dei programmi di immissione e prelievo in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, e relativamente al quale sono definiti i programmi cumulati di immissione e prelievo.*

immissa (c.d. punto di immissione) ad un punto della rete dal quale l'energia viene prelevata (c.d. punto di prelievo). I punti di offerta, pertanto, possono essere sia punti di offerta in immissione che punti di offerta in prelievo⁶⁷. I primi coincidono, di norma, con le singole unità di produzione. Ciò dipende dal fatto che ogni unità ha le sue caratteristiche e, pertanto, i programmi di immissione difficilmente possono riferirsi a più unità. I secondi, invece, possono corrispondere sia a singoli punti di prelievo, e cioè a singole unità di consumo, sia ad aggregati di punti di prelievo.

Affinché più punti di prelievo possano essere aggregati è necessario, tuttavia, che gli stessi presentino determinate caratteristiche.

Più in particolare, i punti di prelievo, per poter essere aggregati, devono essere nella disponibilità del medesimo operatore economico, essere situati nella medesima zona ed essere connessi allo stesso livello di tensione.

I punti di prelievo, inoltre, affinché ne venga consentita l'aggregazione, devono necessariamente avere il medesimo regime I.v.a. In caso contrario, infatti, non si riuscirebbe ad operare una corretta fatturazione delle partite economiche relative all'energia dagli stessi prelevata.

Come si è detto, i punti di offerta possono essere o punti di offerta in immissione o punti di offerta in prelievo.

In realtà esistono anche punti di offerta cd. misti, che consentono, cioè, sia l'immissione che il prelievo di energia elettrica⁶⁸. Tali punti di offerta, tuttavia, sono alquanto rari e si riscontrano soprattutto in corrispondenza dei cd. impianti di produzione e pompaggio. Questi ultimi, infatti, consumano energia quando pompano l'acqua nei bacini e la producono quando rilasciano tale composto.

Ai punti di offerta cd. misti possono pertanto essere riferite sia offerte di acquisto che offerte di vendita.

Normalmente, invece, le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione mentre quelle di acquisto solo a punti di offerta in prelievo⁶⁹. Sia le une che le altre possono essere semplici, multiple o predefinite⁷⁰. Le offerte semplici sono costituite da un quantitativo di energia (espresso in MWh) a cui, di regola, corrisponde un determinato prezzo unitario⁷¹. Le offerte multiple, invece, sono costituite da più quantitativi di energia (al massimo quattro) valorizzati ciascuno ad un determinato prezzo unitario⁷². Le offerte predefinite, infine, sono offerte semplici o multiple che ogni singolo operatore può presentare *una tantum*; il GME utilizzerà tali offerte in tutte le sedute in cui l'operatore che le ha presentate, per l'ora e per

⁶⁷ Cfr. art. 37, co. 37.2, Testo integrato.

⁶⁸ Cfr. sempre art. 37, co. 37.2, Testo integrato.

⁶⁹ Cfr. ancora una volta art. 37, co. 37.2, Testo integrato.

⁷⁰ Cfr. art. 37, co. 37.1, Testo integrato.

⁷¹ Cfr. art. 2, co. 2.1, lett. kk), Testo integrato in base al quale: *per offerta semplice si intende un'offerta che specifica una quantità di energia offerta in acquisto o in vendita ed un prezzo unitario di acquisto o vendita dell'energia, riferita ad un punto di offerta, ad un mercato e ad un periodo rilevante.*

⁷² Cfr. art. 2, co. 2.1, lett. jj), Testo integrato.

l'unità cui le stesse si riferiscono, non ha fatto pervenire offerte correnti⁷³. Sia le offerte semplici, sia le offerte multiple, sia le offerte predefinite sono soggette a verifiche di validità come anche a verifiche di congruità⁷⁴.

Le prime consistono in un controllo formale atto a verificare che le offerte siano state presentate durante l'apposita seduta di mercato, da soggetti abilitati a parteciparvi e che le stesse siano state compilate correttamente.

Le seconde, invece, consistono in un controllo sostanziale volto ad accertare che le quantità specificate nelle diverse offerte riferite ad un medesimo punto di immissione o prelievo siano compatibili con quelle massime acquistabili o vendibili presso lo stesso punto e che l'ammontare delle eventuali partite economiche a debito derivanti dalle offerte non sia superiore a quello delle garanzie finanziarie che l'operatore cui tali partite si riferiscono ha dovuto presentare nel momento in cui è stato ammesso a partecipare al mercato.

All'esito di tali verifiche, il GME provvede ad ordinare tutte le offerte che sono risultate valide e congrue secondo il loro merito economico, e cioè secondo la loro convenienza⁷⁵.

In realtà solo in pochissimi casi il nuovo soggetto istituzionale riesce a stilare un ordine di merito economico delle offerte su base nazionale⁷⁶.

⁷³ Cfr. art. 2, co. 2.1, lett. gg), Testo integrato.

⁷⁴ Cfr. artt. 28 e 29 Testo integrato.

⁷⁵ Tra le offerte che il GME si trova ad ordinare vi sono, molto spesso, anche delle offerte un po' <<particolari>>, sia per il loro contenuto, sia per il soggetto che le ha presentate. Il GME, infatti, riceve molto spesso da Terna, e cioè da un soggetto che non è né un produttore né un grossista ma il gestore della rete di trasmissione nazionale, delle offerte di vendita a prezzo zero e delle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo. Tali offerte, che, per le loro caratteristiche, verranno sicuramente accettate, in realtà sono delle offerte <<virtuali>>. Esse, infatti, non esprimono la disponibilità di Terna a comperare o a vendere energia elettrica, disponibilità che tale soggetto, per i compiti che gli sono stati affidati, può manifestare solamente nel cd. mercato del servizio di dispacciamento, ma contengono solamente l'indicazione dei quantitativi di elettricità che sono già stati oggetto di scambio al di fuori della Borsa elettrica, dei quantitativi, cioè, che un operatore si è impegnato ad acquistare o a vendere stipulando un contratto con un altro operatore. Tali quantitativi vengono <<trasformati>> in offerte da Terna, e cioè dal soggetto al quale devono essere comunicati, per una ragione molto semplice. I diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, infatti, vengono assegnati solamente al termine delle sedute di Borsa. Se, pertanto, i quantitativi di elettricità oggetto dei contratti bilaterali non venissero <<trasformati>> in offerte da presentare in tali sedute essi non potrebbero partecipare ad alcuna assegnazione e, quindi, non verrebbero mai consegnati. La <<trasformazione>> in offerte dei quantitativi di energia oggetto dei contratti bilaterali consente, dunque, di armonizzare i due sistemi con i quali, nel nostro mercato, possono avvenire gli scambi di energia elettrica. Su tale <<trasformazione>> si veda anche S. POLICASTRO, *Il funzionamento della borsa elettrica*, in L. AMMANNATI (a cura di), *Monopolio e regolazione pro concorrenziale nella disciplina dell'energia*, Milano, 2005, p. 275.

⁷⁶ Cfr. il *Rapporto* del GME sull'attività svolta nel corso del 2005, consultabile sul sito www.mercatoelettrico.it. Da tale *Rapporto*, infatti, si evince chiaramente che, nell'anno precedente, il nuovo soggetto istituzionale è riuscito a stilare un ordine di merito economico delle offerte su base nazionale solo nel 4% dei casi e che, in quell'anno, la percentuale è salita al 20%.

Molto più spesso, invece, per la presenza di limiti di transito tra le varie zone in cui è stata convenzionalmente suddivisa l'Italia⁷⁷, per l'impossibilità, cioè, di far transitare contemporaneamente tra una zona e l'altra più di un *tot* di energia elettrica, esso è costretto a stilare l'ordine di merito economico delle offerte su base <<zonale>>.

In tali casi, ovviamente, il GME dovrà tener conto anche dei succitati limiti di transito.

Per farlo il GME sarà costretto ad aggiungere ai quantitativi di energia indicati nelle offerte di acquisto accettate in una determinata zona anche una quantità pari all'energia massima importabile in tale zona e ai quantitativi di elettricità indicati nelle offerte di vendita accettate nella medesima zona anche una quantità pari all'elettricità massima esportabile dalla stessa.

Alla luce di tali precisazioni, appare pertanto più corretto affermare che, nella maggior parte dei casi, il GME, dopo aver individuato le offerte valide e congrue, le suddivide per zone e, poi, le ordina secondo il loro merito economico.

Più in particolare, le offerte di vendita relative ad una determinata zona verranno ordinate per prezzo crescente, e cioè a partire da quella con il prezzo più basso fino a quella con il prezzo più alto, mentre invece le offerte di acquisto relative alla medesima zona verranno ordinate per prezzo decrescente, e cioè a partire da quella senza indicazione di prezzo fino a quella con il prezzo più basso⁷⁸.

Nel caso di offerte con il medesimo prezzo priorità maggiore sarà assegnata a quelle che si riferiscono ad unità che hanno diritto ad essere <<dispacciate>>, e cioè chiamate in servizio, per prime, come, per esempio, le unità alimentate da fonti rinnovabili⁷⁹.

Inoltre, a parità di fonte, le offerte predefinite avranno priorità inferiore rispetto a quelle che sono state presentate durante la seduta⁸⁰.

Tra queste ultime saranno ovviamente preferite quelle che sono state presentate per prime⁸¹.

Una volta ordinate le offerte relative ad una determinata zona, il GME provvede a rappresentarle graficamente su di un piano cartesiano.

⁷⁷ Per effetto della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 116/08, entrata in vigore il 1° gennaio 2009, l'Italia è ora suddivisa in sei zone. Due di esse corrispondono, in sostanza, ad altrettante Regioni dalle quali prendono anche il nome, e cioè la Sicilia e la Sardegna. Le altre zone, invece, comprendono ciascuna da tre ad otto Regioni. Più in particolare, la cd. <<zona nord>> comprende la Valle d'Aosta, il Piemonte, la Lombardia, il Trentino Alto Adige, il Veneto, il Friuli Venezia Giulia e la Liguria, la cd. <<zona centro-nord>> comprende la Toscana, l'Umbria e le Marche, la cd. <<zona centro-sud>> comprende il Lazio, l'Abruzzo e la Campania e la cd. <<zona sud>> comprende il Molise, la Puglia, la Basilicata e la Calabria.

⁷⁸ Cfr. art. 38, co. 38.1, Testo integrato.

⁷⁹ Cfr. art. 38, co. 38.2, Testo integrato.

⁸⁰ Cfr. art. 38, co. 38.3, lett. a), Testo integrato.

⁸¹ Cfr. art. 38, co. 38.3, lett. b), Testo integrato.

Sull'ordinata di tale piano il nuovo soggetto istituzionale indicherà i prezzi dell'energia; sulla sua ascissa indicherà, invece, i MWh oggetto di scambio.

Così rappresentato, l'insieme delle offerte di acquisto relative ad una determinata zona andrà a formare una curva che si svilupperà dall'alto verso il basso del piano cartesiano, mentre l'insieme delle offerte di vendita relative alla stessa zona andrà formarne una che si svilupperà dal basso verso l'alto del medesimo piano.

Il punto di intersezione di tali curve consentirà al GME di determinare la quantità di energia complessivamente scambiata in una zona ed il relativo prezzo.

Il GME, infatti, in ogni zona, accetterà solamente le offerte di vendita e le offerte di acquisto con prezzo, rispettivamente, non superiore e non inferiore a quello indicato sull'ordinata in corrispondenza al punto di intersezione delle due curve, accetterà, cioè, solamente le offerte di vendita e quelle di acquisto corrispondenti a punti posti, rispettivamente, più in basso e più in alto rispetto al punto di intersezione⁸².

Le offerte di vendita saranno poi valorizzate al prezzo indicato sull'ordinata in corrispondenza a tale punto⁸³, e cioè al prezzo praticato dal meno efficiente degli impianti chiamati a produrre⁸⁴.

⁸² Cfr. art. 41, co. 41.2, lett. d) ed e), Testo integrato. Sul punto si veda anche L. NAPOLANO, *Un'interpretazione della Borsa Elettrica all'interno della teoria delle aste*, p. 23. La pubblicazione fa parte dei cd. Quaderni ref. ed è liberamente consultabile sul sito www.refirs.it. In essa l'Autore, dopo aver definito la Borsa elettrica come un insieme di aste (una per ogni periodo rilevante, e cioè per ogni ora del giorno di consegna) che aggiudicano il diritto di scambiare energia elettrica, fa acutamente osservare come ogni asta venga <<vinta>> da tutti i produttori le cui offerte si sono posizionate a sinistra del punto di intersezione delle due curve e, quindi, più in basso rispetto a tale punto.

⁸³ Cfr. art. 41, co. 41.2, lett. b), Testo integrato.

⁸⁴ Così F. CALZA, *Energy management. Scelte competitive nel mercato elettrico europeo*, Torino, 2006, p. 131. La scelta di valorizzare tutte le offerte di vendita accettate in una determinata zona al prezzo indicato in quella meno conveniente (cd. prezzo marginale) si basa, essenzialmente su due ragioni, entrambe evincibili dalla Relazione del GME sull'attività svolta nel corso del 2006. In tale Relazione, consultabile sul sito www.mercatoelettrico.it, il nuovo soggetto istituzionale dichiara, infatti, di aver optato per il cd. sistema del *market clearing price* e non, invece, per quello che prevede la remunerazione delle offerte di vendita al prezzo in esse indicato (cd. sistema del *pay as bid*), soprattutto perché il primo, a differenza del secondo, dovrebbe portare ad una riduzione generalizzata dei prezzi e ad una maggior apertura del mercato alla concorrenza. In un mercato che adotta il sistema del *market clearing price*, infatti, gli operatori, sapendo di essere pagati al prezzo indicato nella meno vantaggiosa delle offerte che verranno accettate, dovrebbero essere incentivati ad offrire in linea con i propri costi marginali, che, come è noto, corrispondono ai costi variabili (costi del combustibile, costi di gestione dell'impianto, ecc) e, addirittura, potrebbero anche offrire a zero, nel caso in cui tali costi siano sicuramente inferiori al prezzo che si attendono. In un mercato che adotta il sistema del *pay as bid*, invece, ciascun operatore, sapendo che la sua offerta verrà valorizzata al prezzo in essa indicato, quasi sicuramente offrirà ad un prezzo il più possibile vicino a quello indicato nella meno conveniente delle offerte che sono state accettate nella seduta precedente, contribuendo, così, ad un progressivo allineamento verso l'alto dei corrispettivi. Il cd. sistema del *market clearing price*, inoltre, come si è detto, dovrebbe favorire l'apertura del mercato alla

Quelle di acquisto, invece, verranno valorizzate ad un prezzo unico nazionale (cd. PUN), pari alla media dei prezzi di vendita determinati nelle varie zone ponderati per i consumi in esse riscontrati⁸⁵.

L'insieme delle offerte di acquisto e di vendita accettate in una determinata zona costituisce il cd. programma orario preliminare provvisorio di immissione e prelievo. In esito alla determinazione di tale programma il nuovo soggetto istituzionale comunica a ciascun operatore che ha partecipato alla seduta quali delle sue offerte ha provvisoriamente accettato e quali, invece, no, i programmi orari preliminari provvisori di immissione o prelievo relativi alle offerte accettate e le partite economiche provvisoriamente liquidate in relazione alle stesse.

L'operatore, ovviamente, può contestare tale esito provvisorio del mercato⁸⁶.

Per farlo deve inviare un'apposita comunicazione al GME nella quale deve indicare il codice di identificazione dell'offerta che non è stata accettata, il numero della determinazione che non l'ha accettata ed i motivi per i quali contesta tale determinazione⁸⁷.

Terminato l'esame delle contestazioni, il GME individua le offerte da accettare in via definitiva ed i relativi prezzi di valorizzazione e definisce i programmi orari preliminari di immissione e prelievo⁸⁸.

I nuovi esiti del mercato vengono ovviamente comunicati agli operatori che vi sono interessati.

Più in particolare, il GME, una volta che si è conclusa la seduta, comunica a ciascun operatore che vi ha partecipato i programmi orari preliminari di immissione o prelievo relativi a quelle delle sue offerte che sono state accettate, le partite economiche liquidate in relazione a tali offerte,

concorrenza. Esso, infatti, premiando sempre gli operatori più efficienti, dovrebbe favorire i nuovi entranti, essendo questi ultimi gli operatori che, nella maggior parte dei casi, sono dotati delle ultime tecnologie disponibili. Il cd. sistema del *pay as bid*, invece, premia sempre gli operatori capaci di prevedere meglio gli andamenti del mercato e tende, quindi, a favorire quelli dominanti, essendo questi ultimi gli operatori che, di solito, dispongono di una migliore conoscenza degli stessi.

⁸⁵ Cfr. art. 41, co. 41.2, lett. c), Testo integrato. Il GME ha scelto di non valorizzare le offerte di acquisto al prezzo che si è determinato nella zona in cui sono state accettate ma di valorizzarle tutte ad un unico prezzo essenzialmente per non creare antinomie. Tali offerte, infatti, prima che venisse riconosciuta anche ai clienti domestici la possibilità di approvvigionarsi direttamente dai produttori, venivano presentate soprattutto dai distributori locali, i quali, poi, ex art. 1, co. 7, del cd. decreto Bersani, erano costretti a praticare a tali clienti la tariffa unica nazionale fissata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (In realtà, come fa giustamente osservare G. B. ZORZOLI, *op. cit.*, p. 209, l'Autorità indipendente di regolazione aveva fissato più di una tariffa. La più diffusa era sicuramente la cd. <<tariffa D2>> che veniva applicata, in sostanza, a tutti i residenti. Ai non residenti, invece, veniva praticata una tariffa maggiore che prevedeva il nome di <<tariffa D3>>).

⁸⁶ Cfr. art. 125, Testo integrato.

⁸⁷ Cfr. art. 123, co. 123.2, Testo integrato.

⁸⁸ Cfr. art. 41, co. 41.5, Testo integrato.

l'esito delle eventuali contestazioni che ha presentato ed il perché le offerte interessate da tali contestazioni sono state nuovamente respinte⁸⁹.

Sempre al termine della seduta il nuovo soggetto istituzionale comunica a Terna l'insieme dei programmi preliminari di immissione e prelievo e a tutti i soggetti individuati dalla stessa come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta⁹⁰ i programmi preliminari di immissione o prelievo relativi a tale punto⁹¹.

Ricevuti i programmi preliminari, Terna affida al GME il compito di assegnare ai soggetti interessati dagli stessi i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, dopo averne determinato i corrispettivi.

Tale assegnazione, tuttavia, potrà anche essere modificata in esito al secondo dei mercati di cui si compone il cd. mercato elettrico a pronti.

Ad esso, pertanto, dedicheremo il paragrafo 6.

Prima, però, occorre completare l'analisi del cd. mercato del giorno prima dando conto delle modifiche legislative che, di recente, lo hanno interessato.

5.1. (...) e il nuovo sistema di valorizzazione dei quantitativi di energia che vengono scambiati al suo interno.

Come si è già accennato all'inizio del presente lavoro, infatti, anche il mercato del giorno prima è stato <<toccato>> dal cd. decreto anticrisi⁹² e dalla sua legge di conversione⁹³. Più in particolare, con l'art. 3, co. 10, di entrambi i provvedimenti è stato affidato al Ministero dello Sviluppo Economico il compito di modificare il sistema di valorizzazione delle offerte di vendita che vige in tale mercato in modo che il prezzo dell'energia venga sempre determinato in base ai corrispettivi richiesti dagli operatori, e cioè con il cd. sistema del *pay as bid*.

Scopo della novella legislativa è, quindi, quello di fare in modo che ciascun produttore (o grossista) riceva un prezzo pari a quello indicato nell'offerta che ha presentato, e non invece, come è oggi, un prezzo che può anche superarlo...e di molto.

Il Governo, insomma, con il primo dei provvedimenti di cui si è fatta menzione, ha cercato di <<dare a ciascuno il suo>>⁹⁴, anche in considerazione

⁸⁹ Cfr. art. 41, co. 41.7, Testo integrato.

⁹⁰ Per ciascun punto di offerta, infatti, Terna, e cioè il soggetto che ha il compito di bilanciare, istante per istante, i flussi di energia che sono immessi nella rete e prelevati dalla stessa, individua un operatore al quale affida la responsabilità di eseguire i suoi ordini di bilanciamento.

⁹¹ Cfr. art. 41, co. 41.8, Testo integrato.

⁹² Si tratta del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

⁹³ Si tratta della legge 28 gennaio 2009, n. 2.

⁹⁴ L'espressione è di C. POLETTI, *Riforma del mercato elettrico: quando il rimedio può essere peggio del male*, in www.iefef.unibocconi.it, p. 1.

del fatto che vi sono unità di produzione, come quelle idroelettriche o quelle a carbone, che, rispetto alle altre, hanno costi di esercizio sensibilmente più bassi.

La modifica in esame, pertanto, sembrerebbe meritare un plauso, anche perché è stata adottata al dichiarato scopo di abbassare i corrispettivi pagati finora dagli utenti per la fornitura dell'energia elettrica.

Essa, tuttavia, non è esente da critiche.

I limiti del cd. sistema *pay as bid*, infatti, sono ben noti.

Tale sistema di valorizzazione delle offerte, che, si ricordi, non è mai stato <<sperimentato>> in alcun mercato elettrico europeo, provoca, innanzitutto, un aumento generalizzato dei prezzi⁹⁵. Ciascun operatore, infatti, sapendo che la sua offerta sarà valorizzata al prezzo in essa indicato, sarà spronato ad offrire ad un prezzo il più possibile vicino a quello indicato nella meno conveniente delle offerte che sono state accettate nella seduta precedente⁹⁶. In un mercato che, come il nostro, adotta il cd. sistema del *market clearing price*, invece, gli operatori, sapendo di essere pagati al prezzo indicato nella meno vantaggiosa delle offerte che verranno accettate, saranno spronati ad offrire in linea con i propri costi marginali⁹⁷ o, addirittura, a zero, nel caso in cui questi ultimi siano sicuramente inferiori al prezzo che si attendono⁹⁸.

Il cd. sistema del *pay as bid*, inoltre, può rallentare l'apertura di un mercato elettrico alla concorrenza⁹⁹. Esso, infatti, tende a premiare gli operatori capaci di prevedere meglio gli andamenti del mercato e, quindi, favorisce, quelli dominanti, essendo questi ultimi gli operatori che, di regola, dispongono di una migliore conoscenza degli stessi¹⁰⁰.

Il cd. sistema del *market clearing price*, invece, tende a premiare gli operatori più efficienti e, quindi, favorisce i nuovi entranti, essendo questi ultimi gli operatori che, nella maggior parte dei casi, sono dotati delle ultime tecnologie disponibili¹⁰¹.

Il cd. sistema del *pay as bid*, infine, può anche portare ad un progressivo abbandono della Borsa da parte degli operatori¹⁰². Mentre, infatti,

⁹⁵ Della stessa opinione sembra essere anche A. POTOTSCHNIG, *Borse elettriche: disegno e sviluppo*, in www.luiss.it, p. 45, secondo il quale, dopo l'introduzione del cd. *pay as bid pricing method*, <<generators will increase the prices they bid>>.

⁹⁶ Così GME, *Relazione sull'attività svolta nel corso del 2006*, cit., p. 41.

⁹⁷ Tali costi, come è noto, corrispondono ai cd. costi variabili (costi del combustibile, costi di gestione dell'impianto, ecc.).

⁹⁸ Così GME, *Relazione sull'attività svolta nel corso del 2006*, cit., p. 41.

⁹⁹ Della stessa opinione sembrano essere anche G. B. ZORZOLI, *Un prezzo dell'elettricità all'italiana*, in www.qualenergia.it, p. 1 e L. NAPOLANO, *op. cit.*, p. 24.

¹⁰⁰ Così GME, *Relazione sull'attività svolta nel corso del 2006*, cit., p. 41.

¹⁰¹ Così GME, *Relazione sull'attività svolta nel corso del 2006*, cit., p. 41. Sul punto si veda anche G. B. ZORZOLI, *ult. op. cit.*, p. 1.

¹⁰² Così, GME, *Relazione annuale 2008*, in www.mercatoelettrico.it, p. 52. Della stessa opinione sembra essere anche A. POTOTSCHNIG, *Il modello di mercato elettrico del GME: alcuni aspetti criticati*, in www.gse.it, p. 11, secondo il quale <<in un sistema *pay as bid* i produttori e i consumatori hanno convenienza ad uscire dal mercato e a trattare

in un mercato che adotta il cd. sistema del *market clearing price* venditori e compratori scambiano allo stesso prezzo, in un mercato che adotta il cd. sistema del *pay as bid* i compratori pagano, per definizione, un prezzo più alto di quello ricevuto dai venditori. Ciò, peraltro, è evidente ad entrambi, perché risulta dall'analisi del prezzo medio degli scambi pubblicato dal Gestore del mercato, più basso del proprio per i primi e più alto per i secondi. Sia i venditori che i compratori potrebbero, quindi, essere incentivati a siglare contratti fuori Borsa per scambiare energia a questo prezzo intermedio. Se ciò dovesse avvenire, si determinerebbe, ovviamente, il risultato paradossale di <<svuotare progressivamente la Borsa e di innalzarne il prezzo di riferimento, togliendole così rappresentatività e affidabilità, fino a determinare, nell'ipotesi estrema, il fallimento del mercato stesso>>¹⁰³.

Per tali ragioni, pochi mesi or sono, in occasione di un incontro di studi, ci siamo permessi di dubitare che il nuovo sistema di valorizzazione delle offerte di vendita sia effettivamente migliore di quello attualmente utilizzato nella Borsa elettrica italiana¹⁰⁴.

La nostra, peraltro, non è stata una voce isolata. Anche alcuni autorevoli economisti, infatti, sono stati fin da subito convinti che il rimedio adottato dal legislatore d'urgenza sia peggiore del <<male>> che si prefiggeva di <<estirpare>>¹⁰⁵.

Nonostante questa <<levata di scudi>> per <<salvare>> il cd. sistema del *market clearing price* il Ministero dello Sviluppo Economico ne ha recentemente decretato la fine, almeno nel Mercato elettrico italiano.

Con un decreto del 29 aprile 2009, infatti, il soggetto titolare dei poteri di indirizzo nel settore energetico ne ha confermato la sostituzione con il cd. sistema del *pay as bid*, prevedendo, tuttavia, che quest'ultimo diventi il nuovo sistema di valorizzazione delle offerte di vendita solamente a partire dal 1° aprile 2012¹⁰⁶.

Una tale previsione potrebbe a prima vista sembrare il frutto di un ripensamento. Si potrebbe, infatti, essere portati a pensare che la previsione di un termine così lungo per l'entrata in vigore del nuovo sistema di valorizzazione delle offerte di vendita nasconda, in realtà, la presa di coscienza del Ministero circa l'inadeguatezza di tale sistema. Si potrebbe, in altri termini, pensare che il Ministero abbia voluto posticipare il più possibile l'entrata in vigore del cd. sistema del *pay as bid* perché si è accorto dei limiti che esso presenta.

bilateralmente (se permesso), in quanto così il prezzo pagato dal consumatore è uguale a quello ricevuto dal produttore>>. Per tale Autore, comunque, l'uscita di consumatori e produttori dal mercato si può anche contrastare. A tal fine egli propone di <<utilizzare i ricavi netti del Gestore del mercato, riallocandoli tra i partecipanti, in modo da rendere quanto pagato dai consumatori uguale a quanto ricevuto dai produttori...>>.

¹⁰³ GME, *Relazione annuale 2008*, cit., p. 52.

¹⁰⁴ Così A. CRISMANI, *Relazione tenuta durante la sesta sessione del Corso di perfezionamento in Diritto dell'Energia*, in corso di pubblicazione sul sito www.luiss.it.

¹⁰⁵ Così, C. POLETTI, *op. cit.*, p. 1.

¹⁰⁶ Cfr. art. 4 d.m. 29 aprile 2009.

In realtà la *ratio* di una tale posticipazione sembra emergere con chiarezza dall'analisi dell'articolo successivo a quello in cui essa è contenuta.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, infatti, prevedendo all'art. 5 del succitato decreto che il processo di implementazione della nuova regola di formazione del prezzo dell'energia elettrica non possa prescindere da una contestuale valutazione dello stato a cui saranno pervenuti i lavori di ampliamento della rete di trasmissione nazionale come anche il processo di modernizzazione del parco centrali, sembra presupporre che lo stesso non possa concludersi se non dopo l'adeguamento dell'infrastruttura di rete e la sostituzione dei vecchi impianti con altri dotati delle nuove tecnologie produttive e, quindi, dopo la conclusione di due processi che, quasi sicuramente, richiederanno parecchio tempo per essere portati a termine.

Tali processi, peraltro, appaiono quanto mai necessari per il perseguimento della finalità sottesa all'intervento riformatore, che, come si è detto, è quella di ridurre i corrispettivi pagati dagli utenti per la fornitura di energia elettrica.

Com'è noto, infatti, i prezzi dell'energia elettrica sono più alti nelle zone in cui operano impianti obsoleti, come anche in quelle che sono collegate con il resto del Paese da porzioni di rete non <<adeguate>>, da porzioni di rete, cioè, sulle quali non può transitare contemporaneamente più di un *tot* di energia elettrica¹⁰⁷.

6. *Il cd. mercato di aggiustamento.*

Il secondo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti è, come si è visto, il cd. mercato di aggiustamento.

In esso gli operatori economici presentano offerte di vendita ed offerte di acquisto per <<accomodare>> i programmi preliminari di immissione e prelievo che sono stati determinati in esito al mercato del giorno prima. Il mercato di aggiustamento, pertanto, si svolge immediatamente dopo la chiusura di tale mercato.

La necessità di un mercato di aggiustamento deriva dal fatto che nel mercato del giorno prima i 24 programmi di immissione o prelievo di ciascun punto di offerta vengono determinati indipendentemente l'uno dall'altro¹⁰⁸.

Nulla pertanto garantisce che gli stessi siano globalmente compatibili con i vincoli dinamici degli impianti di produzione sottesi ai vari punti¹⁰⁹.

¹⁰⁷ Cfr. GME, *Relazione annuale 2008*, cit., p. 70 s., dalla quale si evince chiaramente che l'anno scorso i prezzi di vendita più elevati si sono riscontrati in Sicilia, e cioè in una zona da e verso la quale, a causa dell'inadeguatezza dell'infrastruttura di rete, non può transitare contemporaneamente più di un *tot* di energia elettrica.

¹⁰⁸ Così *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, p. 27. La pubblicazione è curata dallo stesso Gestore del mercato elettrico ed è liberamente consultabile sul sito www.mercatoelettrico.it.

¹⁰⁹ Così *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, cit., p. 27.

Potrebbe accadere, per esempio, che per un punto di offerta in immissione cui è sottesa un'unità di produzione con un tempo di accensione pari a due ore siano state presentate 24 offerte di vendita, e cioè una per ogni ora del giorno successivo, e che tali offerte siano state accettate tutte ad eccezione di quella relativa all'ora settima¹¹⁰.

In un caso del genere l'operatore proprietario dell'unità di produzione non potrà non partecipare al mercato di aggiustamento.

Così determinato, infatti, il programma giornaliero di produzione relativo alla sua unità non è da questa eseguibile, dato che la stessa, avendo un tempo di accensione pari a due ore, non può spegnersi alle sette per riaccendersi alle otto.

L'operatore quindi, come si è detto, dovrà per forza partecipare al mercato di aggiustamento.

In tale mercato egli presenterà, molto probabilmente, un'offerta di vendita in cui indicherà un prezzo bassissimo. Tale offerta, che, ovviamente, sarà riferita alla settima ora del giorno successivo, risulterà tra le prime nell'ordine di merito economico stilato dal GME e, quindi, verrà sicuramente accettata da quest'ultimo, consentendo così all'operatore che l'ha presentata di modificare il programma giornaliero di produzione della sua unità in modo da renderlo compatibile con i vincoli dinamici che la stessa presenta.

Come si è visto, nel mercato di aggiustamento possono essere presentate sia offerte di acquisto che offerte di vendita.

Le offerte di acquisto possono essere riferite, oltre che a punti di offerta in prelievo o misti, anche a punti di offerta in immissione¹¹¹e, in questo caso, esprimono la disponibilità dell'operatore che le presenta a ricomprare una quantità di energia non superiore a quella specificata ad un prezzo unitario non superiore a quello eventualmente indicato¹¹².

Le offerte di vendita, invece, possono essere riferite, oltre che a punti di offerta in immissione o misti, anche a punti di offerta in prelievo¹¹³e, in tal caso, esprimono la disponibilità dell'operatore che le presenta a rivendere una quantità di energia non superiore a quella specificata ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato¹¹⁴.

In sostanza, se un operatore, nel mercato di aggiustamento, presenta un'offerta di acquisto riferendola ad un punto di offerta in immissione si impegna, con tale offerta, a ridurre di un tot il quantitativo di energia che i programmi preliminari determinati in esito al mercato del giorno prima gli consentivano di immettere in tale punto¹¹⁵; se, invece, presenta un'offerta di vendita riferendola ad un punto di offerta in prelievo si impegna, con tale

¹¹⁰ L'esempio è tratto da *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, cit., p. 27.

¹¹¹ Cfr. art. 47, co. 47.2, Testo integrato.

¹¹² Cfr. art. 47, co. 47.6, Testo integrato.

¹¹³ Cfr. art. 47, co. 47.2, Testo integrato.

¹¹⁴ Cfr. art. 47, co. 47.5, Testo integrato.

¹¹⁵ Cfr. art. 47, co. 47.8, Testo integrato.

offerta, a ridurre di un tot il quantitativo di energia che i succitati programmi gli consentivano di prelevare da tale punto¹¹⁶.

Anche nel mercato di aggiustamento gli operatori, per poter presentare le proprie offerte, necessitano di alcune informazioni preliminari.

Essi, infatti, non possono non sapere quali sono i margini residui di scambio di energia sulla rete di trasmissione nazionale.

Tali informazioni, pertanto, sono oggetto di un vero e proprio obbligo di comunicazione, al pari di quelle che vengono rese in apertura del mercato del giorno prima. Anch'esse, infatti, devono essere comunicate da Terna al GME, il quale, a sua volta, le deve mettere a disposizione degli operatori pubblicandole sul proprio sito¹¹⁷.

Una volta venuti a conoscenza delle informazioni preliminari gli operatori sono in grado di presentare le proprie offerte di acquisto o di vendita. Sia le une che le altre possono essere o semplici o multiple.

Sul mercato di aggiustamento inoltre, e solo su tale mercato, possono essere presentate anche le cd. offerte bilanciate. Queste ultime sono composte da offerte di acquisto e offerte di vendita che hanno per oggetto lo stesso quantitativo di energia¹¹⁸. Le offerte bilanciate hanno una grandissima importanza nel mercato di aggiustamento. Esse, infatti, consentono a tutti i produttori che hanno almeno due unità con programmi non eseguibili di spostare dall'una all'altra la produzione e, quindi, di rendere eseguibili i programmi di entrambe senza dover ricorrere al mercato, dove potrebbero anche non trovare una controparte¹¹⁹.

A tal fine i produttori presenteranno un'offerta di acquisto sul punto di offerta cui è sottesa la prima delle unità con programma non eseguibile ed un'offerta di vendita sul punto di offerta cui è sottesa la seconda di tali unità.

Sia l'offerta di acquisto che quella di vendita dovranno, tuttavia, presentare determinate caratteristiche.

Per evitare che gli operatori compiano arbitraggi è richiesto, infatti, che le offerte di acquisto di cui si compone un'offerta bilanciata siano senza indicazione di prezzo e che le offerte di vendita di cui si compone la medesima offerta siano a prezzo nullo.

Anche le offerte che sono presentate sul mercato di aggiustamento, come quelle che sono presentate sul mercato del giorno prima, sono sottoposte a verifiche di validità e a verifiche di congruità¹²⁰.

All'esito di tali verifiche il GME avvia lo stesso processo di accettazione delle offerte che ha avviato nel mercato del giorno prima.

Nel mercato di aggiustamento, tuttavia, il nuovo soggetto istituzionale non valorizza le offerte di acquisto al cd. prezzo unico nazionale (PUN), ma allo stesso prezzo cui ha valorizzato le offerte di vendita.

¹¹⁶ Cfr. art. 47, co. 47.7, Testo integrato.

¹¹⁷ Cfr. art. 46, co. 46.1, Testo integrato.

¹¹⁸ Cfr. art. 50, co. 50.4, Testo integrato.

¹¹⁹ Così *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, cit., p. 27.

¹²⁰ Cfr. art. 28 e 29, Testo integrato.

Il GME inoltre, per evitare arbitraggi tra mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento, applica a tutte le offerte presentate su quest'ultimo un corrispettivo di arbitraggio, sempre che le stesse siano relative a punti di offerta in prelievo.

Tale corrispettivo è pari al prodotto tra la quantità di energia indicata nell'offerta, o meglio, tra la quantità di energia che di tale offerta è stata accettata, potendo il GME accettare le offerte anche solo parzialmente¹²¹, e la differenza tra due prezzi, e cioè tra il prezzo che il nuovo soggetto istituzionale ha determinato in esito al mercato del giorno prima per offerte relative alla stessa zona e riferite allo stesso periodo rilevante ed il PUN che il medesimo soggetto ha determinato per le offerte relative a tale periodo¹²².

Il corrispettivo di arbitraggio, quindi, può essere positivo ma anche negativo.

Nel primo caso esso verrà pagato dagli operatori che hanno presentato offerte di vendita e ricevuto da quelli che hanno presentato offerte di acquisto; nel secondo caso, invece, verrà pagato dagli operatori che hanno presentato offerte di acquisto e ricevuto da quelli che hanno presentato offerte di vendita¹²³.

Una volta accettate le offerte, il GME, per ogni punto di offerta, definisce il cd. programma aggiornato di immissione o prelievo, che altro non è se non il programma orario preliminare come modificato in esito al mercato di aggiustamento¹²⁴.

L'insieme di tutti i programmi aggiornati di immissione e prelievo viene ovviamente comunicato a Terna¹²⁵.

Ai soggetti da quest'ultima designati come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta vengono, invece, comunicati i programmi aggiornati di immissione o prelievo relativi a tale punto¹²⁶.

Ricevuti i programmi aggiornati, Terna affida al GME il compito di riassegnare i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

Ai soggetti cui spetteranno tali diritti verranno ovviamente comunicati gli esiti del mercato ed i programmi aggiornati di immissione e prelievo che li riguardano¹²⁷.

Ciò detto, termina l'analisi del funzionamento del cd. mercato di aggiustamento.

Non ci resta, pertanto, che verificare se ed in quale misura tale mercato sia stato <<toccato>> dal cd. decreto anticrisi e dalla sua legge di conversione¹²⁸.

¹²¹ Cfr. artt. 37, co. 37.4 e 47, co. 47.4, Testo integrato.

¹²² Cfr. art. 51, commi 51.4 e 51.5, Testo integrato.

¹²³ Cfr. sempre art. 51, commi 51.4 e 51.5, Testo integrato.

¹²⁴ Cfr. art. 51, co. 51.6, Testo integrato.

¹²⁵ Cfr. art. 52, co. 52.3, Testo integrato.

¹²⁶ Cfr. sempre art. 52, co. 52.3, Testo integrato.

¹²⁷ Cfr. art. 52, co. 52.2, Testo integrato.

6.1 (...) e la sua prossima sostituzione con un mercato infragiornaliero dell'energia.

Come si è già accennato all'inizio del presente lavoro, infatti, anche il mercato di aggiustamento, come il mercato del giorno prima, è stato <<toccato>> dalle riforme legislative che tra la fine del 2008 e l'inizio del 2009 hanno interessato l'ordinamento giuridico italiano.

A differenza del mercato del giorno prima, tuttavia, il mercato di aggiustamento non è stato nemmeno preso in considerazione dal cd. decreto anticrisi.

Non altrettanta indifferenza gli è stata dimostrata, invece, dalla legge di conversione di tale provvedimento.

Quest'ultima, infatti, ha addirittura <<cancellato>> il secondo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti, sostituendolo con un altro mercato.

Più in particolare, il legislatore del 2009 ha affidato al Ministero dello Sviluppo Economico il compito di sostituire il mercato di aggiustamento con un <<mercato infragiornaliero dell'energia>> in cui il prezzo della *commodity*¹²⁹ sarà determinato <<in base ad un meccanismo di negoziazione continua>>¹³⁰.

Il legislatore della riforma, quindi, non si è limitato, come nel caso del mercato del giorno prima, ad intervenire per correggere le scelte operate *ab origine* dal GME, ma ha addirittura rimesso completamente in discussione tali scelte.

Esso, tuttavia, non ha fornito al Ministero dello Sviluppo Economico alcuna indicazione su come operare un così drastico <<cambio di rotta>>.

La previsione legislativa, infatti, come si è visto, è estremamente succinta.

Essa, pertanto, ha fatto sorgere numerosi interrogativi.

Ci si è chiesti, per esempio, se il futuro mercato infragiornaliero italiano si svolgerà in un'unica seduta o in più sedute¹³¹, se, cioè, esso sarà più simile all'*Hour ahead market* californiano¹³² o al *Mercado intradiario* spagnolo¹³³.

¹²⁸ Si tratta, come già detto, del d.l. n. 185/2008 e della l. n. 2/2009.

¹²⁹ La definizione è di F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 829.

¹³⁰ Cfr. art. 3, co. 10, lett. b), L. n. 2 del 2009.

¹³¹ Così A. CRISMANI, *Relazione tenuta durante la sesta sessione del Corso di perfezionamento in Diritto dell'Energia*, cit.

¹³² Per un attenta analisi di tale mercato si rimanda a S. BARSALI, P. PELACCHI, D. POLI, M. BENINI, M. GALLANTI, *Il sistema elettrico californiano. Struttura e procedure di gestione*, in *L'Energia Elettrica*, volume 77/2000, p. 11.

¹³³ Per un attenta analisi di tale mercato si rimanda a S. BARSALI, P. PELACCHI, D. POLI, M. BENINI, M. GALLANTI, *Il sistema elettrico spagnolo. Struttura e procedure di gestione*, in *L'Energia Elettrica*, volume 77/2000, p. 26.

L'unica certezza che il legislatore del 2009 ha fornito riguarda, come si è visto, le modalità delle contrattazioni.

Esso, infatti, come si è detto, ha espressamente previsto che i prezzi dell'energia vengano determinati <<in base ad un meccanismo di negoziazione continua>>.

Tale espressione, è inutile dirlo, evoca subito il modello di funzionamento delle Borse finanziarie, in cui, come è noto, le parti si incontrano e scambiano i titoli sulla base di un meccanismo di contrattazione continua e centralizzata¹³⁴.

Quando il processo di riforma che sta interessando il mercato elettrico italiano sarà portato a compimento uno dei mercati di cui quest'ultimo si compone dovrebbe, quindi, funzionare come un mercato azionario, discostandosene solamente per il fatto che oggetto degli scambi non potrà che essere il diritto di immettere nella rete o di prelevare dalla stessa determinati quantitativi di energia elettrica¹³⁵.

Una tale prospettiva non è piaciuta molto agli studiosi.

La decisione di trasformare uno dei mercati dell'energia in un mercato molto simile a quello azionario, infatti, non è stata accolta con molto favore dai primi commentatori della riforma.

Alcuni studiosi, per esempio, hanno fatto giustamente notare che il meccanismo della contrattazione continua si accompagna necessariamente ad un metodo di allocazione della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale meno efficiente rispetto a quello attualmente in uso nel mercato elettrico italiano, e cioè al cd. metodo del *first come first serve*, precisando, tuttavia, che l'inefficienza di tale metodo può anche essere accettabile, a patto che i volumi di energia negoziati sul mercato non siano molto elevati¹³⁶.

Altri studiosi invece, pur essendo decisamente contrari alla sostituzione del meccanismo dell'asta con quello della negoziazione continua ma, allo stesso tempo, convinti dell'ineluttabilità di una tale sostituzione, hanno proposto di rendere il primo molto simile al secondo, caldeggiando l'introduzione di un mercato infragiornaliero con più sedute, sul modello di quello spagnolo¹³⁷.

Per tali studiosi, in altri termini, un mercato infragiornaliero con un elevato numero di sedute che si susseguano l'una a brevissima distanza dall'altra consentirebbe agli operatori una negoziazione quasi continua del bene oggetto di scambio, e cioè dell'energia elettrica.

Una tale opzione peraltro, a detta dei succitati studiosi, consentirebbe anche di raggiungere più facilmente quell'armonizzazione, quel coordinamento con gli altri sistemi di gestione delle offerte di acquisto e di

¹³⁴ Così, L. NAPOLANO, *Un'interpretazione della Borsa Elettrica all'interno della teoria delle aste*, cit., p. 15.

¹³⁵ Così, L. NAPOLANO, *op. cit.*, p. 14.

¹³⁶ Così A. POTOTSCHNIG, *Borse elettriche: disegno e sviluppo*, cit., p. 48.

¹³⁷ Così A. CRISMANI, *Relazione tenuta durante la sesta sessione del Corso di perfezionamento in Diritto dell'Energia*, cit.

vendita di energia elettrica che è sempre stata considerata una tappa fondamentale nel lungo cammino verso la completa integrazione del mercato elettrico italiano nel mercato unico europeo¹³⁸.

La dottrina, quindi, si è dimostrata abbastanza propositiva nei confronti del Ministero dello Sviluppo Economico. Come si è visto, infatti, i primi commentatori della riforma, approfittando delle scarse indicazioni contenute nel dettato legislativo, non hanno mancato di formulare osservazioni e proposte, nella speranza che il soggetto titolare dei poteri di indirizzo nel settore energetico ne faccia propria almeno qualcuna.

E così è stato. Il Ministero dello Sviluppo Economico, infatti, sulla scorta delle indicazioni formulate dalla miglior dottrina, ha finito per prevedere che il mercato infragiornaliero si articoli in più sessioni¹³⁹ per consentire agli operatori di aggiornare le proprie offerte di acquisto o di vendita «con una frequenza assimilabile a quella di una negoziazione continua¹⁴⁰».

Sulla scorta di una tale previsione sembrerebbe, pertanto, che il soggetto titolare dei poteri di indirizzo nel settore energetico abbia definitivamente abbandonato l'idea di sostituire il meccanismo dell'asta con quello della negoziazione continua.

A una tale conclusione, peraltro, si potrebbe essere indotti anche leggendo il 2° comma dell'art. 3 del d.m. 29 aprile 2009 il quale prevede espressamente che ogni sessione del mercato infragiornaliero sia organizzata nella forma di un'asta.

In realtà la sostituzione del meccanismo dell'asta con quello della negoziazione continua è stata solo rimandata.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, infatti, ha affidato al GME, e cioè al soggetto cui spetterà di portare a compimento il processo di riforma del mercato elettrico, il compito di rendere operativo, entro il 31 ottobre 2009¹⁴¹, un mercato infragiornaliero con più sessioni, organizzate, ciascuna, nella forma di un'asta, e poi, dopo aver integrato tale mercato con il cd. mercato del servizio di dispacciamento¹⁴², quello di «multiplicare» le sessioni di entrambi, realizzando, così, «un flusso continuo delle negoziazioni»¹⁴³.

¹³⁸ Così AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, *Osservazioni e proposte per la disciplina del mercato elettrico di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, in www.autorità.energia.it, p. 1.

¹³⁹ Cfr. art. 3, co. 2, decreto Ministero dello Sviluppo Economico, 29 aprile 2009. *Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, co. 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici*, in GU 12 maggio 2009, n. 108.

¹⁴⁰ Art. 3, co. 1, d.m. 29 aprile 2009.

¹⁴¹ Cfr. art. 6, co. 1, d.m. 29 aprile 2009.

¹⁴² Cfr. art. 3, co. 3, d.m. 29 aprile 2009.

¹⁴³ Cfr. sempre art. 3, co. 3, d.m. 29 aprile 2009.

Una tale previsione appare francamente poco chiara e, pertanto, fa sorgere numerosi interrogativi.

Ci si chiede, per esempio, come farà il GME ad integrare due mercati ai quali partecipano soggetti diversi e che hanno, addirittura, funzioni diverse.

Come si avrà modo di vedere nel prosieguo, infatti, il mercato del servizio di dispacciamento non è stato pensato, come il mercato infagiornaliero, per consentire agli operatori che hanno partecipato al mercato del giorno prima di aggiornare le loro offerte di acquisto e di vendita ed <<accomodare>>, così, i programmi preliminari di immissione e prelievo che li riguardano, ma per permettere a Terna di approvvigionarsi delle risorse necessarie per svolgere quel servizio che prende appunto il nome di servizio di dispacciamento; ad esso, pertanto, non partecipano tutti gli operatori ma solamente quelli che sono in grado di fornire tali risorse.

A questi ultimi, come anche agli altri operatori, sarà, peraltro, consentito di formulare le proprie osservazioni sulle proposte di modifica della disciplina del mercato elettrico che verranno predisposte dal GME¹⁴⁴.

Sarà, pertanto, interessante osservare come gli «addetti ai lavori» contribuiranno ad implementare quel processo di riforma del mercato elettrico che li riguarda così da vicino.

7. Il cd. mercato del servizio di dispacciamento.

Dopo aver analizzato i primi due mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti, dobbiamo ora dedicare la nostra attenzione al terzo di tali mercati, e cioè al cd. mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

Prima di procedere in tal senso occorre, tuttavia, analizzare, seppur brevemente, il funzionamento del sistema elettrico.

Affinché tale sistema possa operare in maniera efficiente è necessario, innanzitutto, che la rete elettrica nazionale sia gestita da un soggetto estraneo agli interessi dei singoli produttori, ai quali deve essere assicurato un trattamento imparziale in ordine all'accesso alla rete stessa. Il legislatore ha pertanto stabilito di sottrarre a Enel, proprietaria della rete, la gestione di questa, ed ha deciso di affidare tale incombenza ad una società appositamente costituita: Terna s.p.a.; e cioè ad un soggetto che, pur avendo la forma di società per azioni, ben può essere ascritto nel novero dei soggetti pubblici, se non altro per le funzioni di cui è attributario. Fra i compiti che competono a Terna vi è, innanzitutto, quello di garantire la sicurezza del sistema. Come si è visto, infatti, l'energia elettrica è un bene che non può essere immagazzinato e stoccato (se non per minimi quantitativi). In ogni istante, dunque, la quantità di energia che viene immessa nella rete dai produttori deve essere pari a quella che viene via via prelevata dai consumatori. La quantità di energia elettrica immessa giorno per giorno nella rete dipende, in prima battuta

¹⁴⁴ Cfr. art. 3, co. 3.4, Testo Integrato.

dall'entità della domanda e dell'offerta come risultanti dalle contrattazioni che si svolgono nel mercato elettrico del giorno prima (MGP). In tale mercato, che si svolge quotidianamente, i produttori e gli acquirenti si accordano, come si è visto, per la vendita e l'acquisto della quantità di energia necessaria al soddisfacimento della domanda relativa al giorno successivo. Poiché tuttavia la quantità di energia immessa in rete, istante per istante, dai produttori non coincide perfettamente con la quantità consumata, è necessario un intervento da parte del Gestore della Rete atto a riequilibrare il sistema¹⁴⁵. A ciò, pertanto, serve il cd. mercato del servizio di dispacciamento.

In tale mercato, infatti, Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per svolgere quel servizio che prende appunto il nome di servizio di dispacciamento e che, in sostanza, consiste nel gestire i flussi di energia sulla rete di trasmissione nazionale impartendo istruzioni ai vari impianti in modo che gli stessi funzionino sempre in maniera coordinata e che pertanto, in ogni istante, vi sia un *equilibrio* tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla stessa¹⁴⁶.

Il servizio di dispacciamento, quindi, svolge un ruolo essenziale per l'intero sistema elettrico.

Per svolgere tali funzioni, o meglio, una parte delle stesse, dato che a Terna sono stati affidati anche altri compiti di natura pubblicistica¹⁴⁷, il nuovo soggetto istituzionale deve, come detto, approvvigionarsi di energia e, per farlo, deve necessariamente rivolgersi al mercato.

Più in particolare, Terna si rivolgerà al mercato in due occasioni diverse.

¹⁴⁵ In tal senso anche T.A.R. Lombardia, Milano, Sez.III - 10 dicembre 2008, n.5771 il quale fa acutamente osservare che il servizio di dispacciamento è volto a garantire la sicurezza del sistema e che, in tale materia, l'Autorità può intervenire emanando apposite direttive e prescrizioni dirette ad assicurare specifici livelli di qualità delle prestazioni rese nell'ambito di tale servizio. L'istituto delle unità essenziali, configurato dagli artt. 63 e seguenti della deliberazione dell'AEEG n. 111/06 - in quanto strumento di garanzia per un efficace espletamento del servizio di dispacciamento, ed in definitiva di garanzia della qualità delle prestazioni rese nell'ambito di tale servizio in occasione di circostanze di particolare criticità - trova pertanto fondamento nelle disposizioni di carattere primario: art. 2, co. 12, della legge n. 481/1995, art. 3, co. 3 del d.lgs. 79/1999. Il mercato afferente al servizio di dispacciamento può subire l'intervento di regole che vanno a limitare il gioco della concorrenza qualora ricorrano circostanze di particolare criticità che rendono opportuno contenere i costi di sicurezza del sistema. Del resto si deve considerare del tutto ragionevole un regime che preveda siffatte limitazioni, giacché, soprattutto in caso di rischio di gravi squilibri nel sistema, gli operatori potrebbero abusare della propria posizione e spingere il costo delle risorse essenziali per la sicurezza a livelli anormalmente elevati, così determinando condizioni di criticità idonee a compromettere le stesse esigenze di sicurezza. Essendo tuttavia il regime del libero mercato quello di carattere generale, è ovvio che ogni limitazione che ad esso si impone deve essere circoscritta ad ipotesi particolari, e deve essere disposta attraverso l'adozione di provvedimenti adeguatamente motivati che diano conto delle ragioni di interesse pubblico connesse alla sicurezza del sistema che richiedono l'introduzione di misure derogatorie.

¹⁴⁶ Cfr. art. 2, co. 10, d.lgs. n. 79/1999.

¹⁴⁷ Cfr. art. 3, d.lgs. n. 79/1999.

Una prima volta dopo che le saranno stati comunicati gli esiti del mercato di aggiustamento, per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito allo stesso e risolvere, così, eventuali congestioni residue.

Una seconda volta durante il periodo di consegna dell'energia elettrica, per bilanciare il sistema in tempo reale.

Il mercato del servizio di dispacciamento, quindi, si compone in realtà di due (sotto)mercati: uno che si svolge prima del periodo in cui avviene la consegna dell'energia elettrica e l'altro che si svolge, invece, durante tale periodo¹⁴⁸.

Ad entrambi i mercati possono partecipare solamente gli operatori individuati da Terna come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta, i quali possono riferire le loro offerte solamente a tale punto¹⁴⁹.

Gli operatori, inoltre, possono presentare solamente offerte predefinite¹⁵⁰ e, anzi, devono presentarne sempre sia una di acquisto che una di vendita.

Le offerte di acquisto possono essere riferite, oltre che a punti di offerta in prelievo o misti, anche a punti di offerta in immissione¹⁵¹.

Esse, quindi, possono esprimere la disponibilità dell'operatore sia all'aumento del prelievo che alla riduzione dell'immissione di energia.

Le offerte di vendita, invece, possono riferirsi, oltre che a punti di offerta in immissione o misti, anche a punti di offerta in prelievo¹⁵².

Esse, quindi, possono esprimere la disponibilità dell'operatore sia all'aumento dell'immissione che alla riduzione del prelievo di energia.

Tutte le offerte presentate dagli operatori sono comunicate dal GME a Terna¹⁵³. Quest'ultima pone in essere il processo di accettazione delle stesse e ne comunica gli esiti al GME¹⁵⁴.

Le offerte accettate, a differenza di quanto accade negli altri due mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti, vengono valorizzate al prezzo in esse indicato¹⁵⁵.

¹⁴⁸ Sul punto si veda anche, F. PASSEGGIO, *La trasmissione dell'energia elettrica*, p. 14. In tale scritto, consultabile sul sito www.luiss.it, l'Autrice definisce i due mercati di cui si compone il mercato del servizio di dispacciamento MSD di programmazione (o *ex ante*) e MSD di bilanciamento (o *ex post*).

¹⁴⁹ Cfr. art. 57, co. 57.1, Testo integrato.

¹⁵⁰ Cfr. art. 57, co. 57.2, Testo integrato.

¹⁵¹ Cfr. art. 58, co. 58.3, Testo integrato.

¹⁵² Cfr. art. 58, co. 58.4, Testo integrato.

¹⁵³ Cfr. art. 58, co. 58.1, Testo integrato.

¹⁵⁴ Cfr. art. 58, co. 58.2, Testo integrato.

¹⁵⁵ Cfr. art. 58, commi 58.3 e 58.4, Testo integrato. La scelta del GME di valorizzare tutte le offerte accettate nel mercato del servizio di dispacciamento al prezzo in esse indicato, e cioè con il cd. sistema del *pay as bid* e non, invece, con il cd. sistema del *market clearing price*, si basa, essenzialmente, su due ragioni, entrambe evincibili dalle Osservazioni e proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva fatto pervenire al GME prima che quest'ultimo approntasse la disciplina del mercato elettrico. In tali Osservazioni, infatti, l'Autorità

A tutte le offerte riferite a punti di offerta in prelievo viene applicato, inoltre, il corrispettivo di non arbitraggio di cui si è parlato quando si è analizzato il funzionamento del cd. mercato di aggiustamento¹⁵⁶.

Terminata la seduta, il GME comunica a ciascun operatore che vi ha partecipato quali delle sue offerte sono state accettate, a quanto ammontano le partite economiche che sono state liquidate in relazione a tali offerte ed i programmi orari di immissione e prelievo che lo riguardano¹⁵⁷.

Sempre al termine della seduta il nuovo soggetto istituzionale comunica a Terna l'insieme dei programmi finali di immissione e prelievo e a tutti i soggetti individuati dalla stessa come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta i programmi finali di immissione o prelievo relativi a tale punto¹⁵⁸.

7.1. (...) e la sua probabile nuova articolazione. Considerazioni conclusive.

Dopo esserci occupati del funzionamento del mercato del servizio di dispacciamento, non ci resta che analizzare le modifiche legislative che pochi mesi or sono hanno interessato tale mercato.

Come si è già accennato, infatti, sul sistema di regole fin qui delineato è intervenuto all'inizio dell'anno il legislatore, il quale, con l'art. 3, co. 10, lett. d), della l. n. 2 del 28 gennaio 2009¹⁵⁹, ha affidato al Ministero dello Sviluppo Economico il compito di modificarlo, e, più in generale, di attuare una vera e propria riforma dell'ultimo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti.

Al conferimento di un tale incarico, tuttavia, non è seguita alcuna precisa indicazione su come portarlo a termine.

Il legislatore, infatti, ha dato al Ministero dello Sviluppo Economico ben pochi ragguagli su come operare la riforma del mercato del servizio di dispacciamento¹⁶⁰. Dal dettato legislativo, per esempio, non si capisce quale

indipendente di regolazione proponeva al GME di valorizzare tutte le offerte accettate nel mercato del servizio di dispacciamento con il cd. sistema del *pay as bid*, innanzitutto perché, in tale mercato, non vi è alcuna flessibilità della domanda al prezzo. Nel mercato del servizio di dispacciamento, infatti, l'unica controparte di tutte le transazioni commerciali è Terna, la quale, peraltro, esprime una domanda che ha per oggetto solo ed esclusivamente i quantitativi di energia strettamente necessari al bilanciamento del sistema. Il *pay as bid*, inoltre, è stato preferito all'altro sistema di valorizzazione delle offerte perché quest'ultimo avrebbe richiesto dei costi di gestione troppo elevati. Il mercato del servizio di dispacciamento, infatti, si svolge praticamente in tempo reale. In tale mercato, pertanto, il meccanismo di equilibrio di domanda e offerta che caratterizza il sistema del *market clearing price* avrebbe dovuto essere reiterato con una frequenza assai elevata, rendendo, così, estremamente dispendiosa la gestione del mercato stesso.

¹⁵⁶ Cfr. sempre art. 58, commi 58.3 e 58.4, Testo integrato.

¹⁵⁷ Cfr. art. 59, co. 59.2, Testo integrato.

¹⁵⁸ Cfr. art. 59, co. 59.3, Testo integrato.

¹⁵⁹ Si tratta della legge di conversione del cd. decreto anticrisi.

¹⁶⁰ Così A. POTOTSCHNIG, *op. cit.*, p. 50.

sarà il nuovo assetto di tale mercato, non si capisce, cioè, se esso continuerà ancora ad articolarsi in due mercati. Alcuni studiosi ritengono di no, prevedendo, invece, un'articolazione del <<nuovo>> mercato per il servizio di dispacciamento in tre mercati e, quindi, un vero e proprio <<ritorno alle origini>>¹⁶¹.

Nel primo complesso di norme approntate dal GME per regolamentare il funzionamento del mercato elettrico¹⁶², infatti, erano previsti ben tre mercati per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento, e cioè il cd. mercato per la risoluzione delle congestioni (MRG), il cd. mercato della riserva (MR) e il cd. mercato del bilanciamento (MB).

Il primo di tali mercati, se fosse entrato in funzione, avrebbe avuto ad oggetto la gestione delle offerte di acquisto e di vendita necessarie per la risoluzione di tutte le congestioni risultanti al termine del mercato di aggiustamento¹⁶³.

Il mercato della riserva, invece, era stato pensato come il luogo in cui il Gestore della rete di trasmissione nazionale si sarebbe potuto procurare la disponibilità di un'adeguata riserva di potenza per il giorno dopo¹⁶⁴. Se tale mercato fosse entrato in funzione, quindi, i produttori vi avrebbero presentato delle offerte con le quali si sarebbero impegnati a <<riservare>> per il Gestore una parte della potenza massima erogabile dai loro impianti, o meglio, quella parte di potenza che tale soggetto avrebbe ritenuto necessaria per mantenere in equilibrio il sistema.

Il mercato del bilanciamento, infine, se fosse entrato in funzione, si sarebbe dovuto articolare in diverse sedute¹⁶⁵ in ognuna delle quali il Gestore della rete si sarebbe potuto approvvigionare delle risorse necessarie per mantenere in ogni istante l'equilibrio tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla stessa¹⁶⁶.

Quello fin qui delineato potrebbe essere, pertanto, il <<nuovo volto>> del mercato del servizio di dispacciamento...e molto probabilmente lo sarà.

Nel d.m. 29 aprile 2009, infatti, vi sono più <<indizi >> che fanno propendere per un vero e proprio <<ritorno alle origini>>.

Nell'art. 5 di tale decreto, per esempio, il Ministero dello Sviluppo Economico, nel fornire al GME e a Terna le indicazioni necessarie per attuare la riforma del mercato del servizio di dispacciamento, fa espressamente riferimento alla regolazione secondaria ed a quella terziaria, e cioè a due

¹⁶¹ Così A. POTOTSCHNIG, *op. cit.*, p. 50.

¹⁶² Si tratta della cd. Disciplina del mercato elettrico, approvata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (ora divenuto Ministero delle attività produttive) con il decreto del 9 maggio 2001. Tale disciplina è stata successivamente modificata ed è poi confluita nel cd. Testo integrato. Essa, pertanto, non è mai stata applicata ad alcuna contrattazione di Borsa.

¹⁶³ Così M. DE BELLIS, *La disciplina della Borsa elettrica*, cit., p. 835.

¹⁶⁴ Così F. VETRO', *La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica*, cit., p. 834.

¹⁶⁵ Così M. DE BELLIS, *ult. op. cit.*, p. 835.

¹⁶⁶ Così F. VETRO', *ult. op. cit.*, p. 834.

servizi che, nel disegno originario della Borsa elettrica, avrebbero dovuto essere svolti con risorse provenienti dal cd. mercato della riserva¹⁶⁷.

Sempre nell'art. 5, inoltre, il soggetto titolare dei poteri di indirizzo nel settore energetico si riferisce anche alle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni e a quelle utilizzate per mantenere in ogni istante l'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia, e cioè a risorse che il Gestore della rete, se fosse stata mantenuta l'articolazione originaria del mercato del servizio di dispacciamento, si sarebbe procurato partecipando, rispettivamente, al mercato per la risoluzione delle congestioni ed a quello cd. del bilanciamento.

Alla luce di un tanto si può, quindi, ritenere molto probabile un ritorno all'originaria articolazione del mercato del servizio di dispacciamento.

Una tale prospettiva non ha ancora suscitato alcuna reazione da parte degli studiosi.

Se si dovesse ritornare all'originaria articolazione del mercato del servizio di dispacciamento, si prevede, tuttavia, che non mancheranno i consensi da parte degli <<addetti ai lavori>>.

In molti, infatti, avevano aspramente criticato la decisione di sostituire tale articolazione con quella attuale, ritenendo quest'ultima foriera di problemi tecnici¹⁶⁸ e, quindi, non in grado di garantire realmente la sicurezza della fornitura di quel bene primario che è l'energia elettrica.

¹⁶⁷ Attraverso la regolazione secondaria il Gestore della rete riporta i flussi di potenza da e verso i sistemi elettrici interconnessi ai volumi programmati. La regolazione terziaria, invece, altro non è se non la sostituzione delle risorse di generazione utilizzate per la regolazione secondaria. Attraverso tale regolazione, quindi, il Gestore della rete ripristina la disponibilità delle succitate risorse, riportando, così, il sistema in condizioni di sicurezza.

¹⁶⁸ Così V. TERMINI, *E la borsa elettrica non si apre*, in www.lavoce.info, p. 3, nota 4.