



DIPARTIMENTO DI SCIENZE POLITICHE
Cattedra di Politiche Energetiche e Ambientali

**IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO ALLA LUCE DELLA POLITICA
ENERGETICA EUROPEA**

RELATORE:

Prof. Angelo Taraborrelli

CANDIDATA:

Elisabetta Glorioso

Matr. 624362

CORRELATORE:

Prof. Giuseppe De Arcangelis

Anno Accademico 2015/2016

INDICE

Introduzione.....	3
-------------------	---

CAPITOLO I

- **L'ENERGIA ELETTRICA NELLE POLITICA ENERGETICA E AMBIENTALE EUROPEA**

1.1 Elettricità e Terza Rivoluzione Industriale: una commodity strategica.....	6
1.2 Alla ricerca di una base giuridica nel diritto europeo.....	11
1.3 Il mercato interno dell'energia e «i tre pacchetti energetici»	15
1.4 Obiettivo “sostenibilità ambientale”: il ruolo guida dell' Unione Europea	30
1.4.1 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi al 2020 e al 2050	33
1.5 Focus: il Trattato di Lisbona e la gradualità della politica europea di liberalizzazione ...	38

CAPITOLO II

- **L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO**

2.1 Breve storia del sistema elettrico.....	40
2.1.1 Dagli inizi del Novecento alla fine degli anni '70	40
2.1.2 Nazionalizzazione e struttura tariffaria	42
2.2 Lo Stato Regolatore: le liberalizzazioni	46
2.2.1 Le teorie economiche alla base della libera concorrenza.....	46
2.2.2 Il modello inglese, luci e ombre.....	48
2.3 Il recepimento della normativa europea in Italia.....	51
2.3.1. Il decreto Bersani e la fine del monopolio legale dell'ENEL	51
2.3.2 Verso la gestione pubblica della Rete	55
2.3.3 Dinamiche di mercato: la Borsa elettrica	57
2.4 La Governance del sistema elettrico	58
2.4.1 Il ruolo dell'Authority	59
2.4.2 Concorrenza e «servizio di maggior tutela»: il dibattito	61

CAPITOLO III

- **L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE SU INVESTIMENTI, PREZZI E QUALITÀ DEL SERVIZIO**

3.1 L'impatto sugli investimenti	67
3.1.1 L'evoluzione della struttura dell'offerta	68
3.1.2 Il ruolo del gas nella generazione elettrica	72
3.1.3 Investimenti e strumenti di sostegno alle rinnovabili	78

3.2 L' impatto sui prezzi: mercati, bollette e rinnovabili.....	86
3.3 L'impatto sulla qualità del servizio	92

CAPITOLO IV

• LA NUOVA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA: *ENERGY UNION* E *NEW MARKET DESIGN*

4.1 Il pacchetto «Unione dell'Energia»	96
4.2 Market design consultation: il parere degli stakeholders	99
4.3 Il New Deal per i consumatori.....	102
4.4 Il nuovo scenario di riferimento per la <i>Energy Roadmap</i> al 2050	104
4.5 Gli affari europei dell'Enel a Bruxelles	106
4.6 Intervista al dott. Simone Mori, presidente di Assoelettrica e Direttore dell'Ufficio Affari Europei Enel.....	108
4.6.1 Settembre 2016, Tar Lombardia: sblocco dell'aumento delle tariffe e possibilità di rimborsi automatici per i consumatori.....	111
Conclusioni: Le sfide del settore elettrico e il ruolo della politica	114
Bibliografia e Sitografia.....	120
RIASSUNTO	124

INTRODUZIONE

L'obiettivo di questo lavoro è quello di analizzare l'evoluzione del sistema elettrico italiano secondo le tre linee direttrici che hanno orientato le politiche energetiche e ambientali dell'Unione Europea negli ultimi venti anni: apertura del mercato alla libera concorrenza, tutela del consumatore e tutela ambientale. In particolare, vengono analizzate le direttive comunitarie e i relativi decreti legislativi di recepimento che hanno disegnato l'attuale *governance* del sistema elettrico italiano, scaturita dal processo di liberalizzazione.

L'analisi non si limita alla sola descrizione del funzionamento del sistema, ma propone una valutazione dell'impatto dell'apertura del mercato elettrico alla concorrenza su tre piani diversi ma correlati: l'andamento degli investimenti privati, il prezzo dell'elettricità sia all'ingrosso che al dettaglio e la qualità del servizio elettrico fornito ai consumatori. In tale ambito vengono esaminate l'attività di regolazione dell'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico e le relative indagini annuali sullo stato del settore dell'energia elettrica.

In seguito a una prima analisi di contesto e di impatto, l'attività di ricerca si concentra sulle nuove sfide che il settore elettrico deve affrontare. In quest'ottica, si rimanda alla nuova agenda politica della Commissione Europea in materia energetica, secondo la quale, dal 2015, l'obiettivo perseguito è quello dell'«Unione dell'Energia resiliente»¹ e del ridisegno del mercato elettrico. Lo scenario di riferimento è quello della decarbonizzazione dei processi di produzione dell'energia elettrica e della penetrazione dell'elettricità nella domanda di energia finale. L'ultima parte della ricerca è incentrata sull'importanza strategica dei contributi dei vari *stakeholder* nell'ambito del processo di elaborazione della politica dell'Unione.

¹ COM(2015)80, disponibile al link: <http://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-union/>

Per meglio chiarire il ruolo degli *stakeholder* viene presentato un breve resoconto dell'attività dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles.

Il primo capitolo, quindi, tratta il bene «energia elettrica» come *commodity* strategica per la competitività del Paese, sottolineando l'importanza sia per il singolo individuo di usufruire di un servizio elettrico di qualità a prezzi moderati, sia per la c.d. «Terza Rivoluzione Industriale» poggiata sulla cospicua produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Alla luce di ciò, viene fatta una ricostruzione delle politiche energetiche europee dagli anni '90 fino ad oggi, analizzando gli obiettivi di *policy*, gli strumenti e la tempistica scelti dal legislatore europeo per promuovere la libera concorrenza nel mercato elettrico, creare un mercato unico dell'energia e diminuire l'impatto ambientale dei gas ad effetto serra.

Il secondo capitolo riporta una ricostruzione generale delle tappe principali dell'evoluzione del sistema elettrico in Europa, dall'inizio del '900 agli anni '70, affrontando il tema dello «Stato imprenditore» e della nazionalizzazione dei servizi di pubblica utilità, tra cui quello della produzione dell'energia elettrica. Il richiamo principale viene fatto al processo di liberalizzazione del sistema elettrico, avviato in Inghilterra ed esteso agli Stati membri grazie all'impulso della normativa europea. Vengono poi analizzati gli strumenti e le tempistiche scelti dal legislatore italiano per recepire le direttive europee insieme agli effetti della normativa sulla *governance* del sistema elettrico italiano: la creazione della Borsa elettrica, le ragioni dell'assetto monopolistico della gestione delle reti nazionali di trasmissione e distribuzione dell'energia, il ruolo dell'Autorità indipendente all'interno del settore. L'ultima parte del secondo capitolo è incentrata sull'attuale dibattito riguardo l'abolizione del «servizio di maggior tutela» previsto dal *Ddl Concorrenza* attualmente all'esame del Parlamento italiano.

Il terzo capitolo propone un'analisi dell'impatto delle politiche di liberalizzazione sul settore elettrico in Italia con riferimento all'andamento degli investimenti nella generazione elettrica e al mix delle fonti di energia utilizzate, all'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso e su quello

al dettaglio; confrontando, inoltre, il prezzo dell'energia fornita in regime di maggior tutela con quello praticato dal mercato in libera concorrenza.

L'ultimo aspetto considerato per l'analisi dell'impatto della liberalizzazione riguarda la qualità del servizio elettrico percepita dal consumatore: sulla base dei dati Istat viene analizzato il livello di qualità del servizio elettrico percepito da un campione rappresentativo di famiglie, sia nel periodo precedente la liberalizzazione che in quello successivo ad essa.

Il quarto capitolo affronta il tema dei nuovi obiettivi di *policy* necessari alla ridefinizione del mercato elettrico dopo vent'anni dalle politiche di liberalizzazione e in seguito allo sviluppo della generazione di elettricità da fonti rinnovabili. È presentata, quindi, una rassegna delle principali direttive attese nei prossimi due anni per il conseguimento dell'obiettivo «Unione dell'Energia resiliente».

In ultimo, viene riportato un breve resoconto dell'attività dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles. Ad esso è correlata l'intervista al dott. Simone Mori, direttore dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel e presidente di Assoelettrica, sia in merito alle attuali tematiche inerenti al settore elettrico che all'attività di *lobbying* dello “*stakeholder* Enel” presso le Istituzioni Europee. Tale attività contribuisce ad orientare il dibattito pubblico europeo sugli strumenti da utilizzare per far fronte alle sfide del settore elettrico, evidenziando le debolezze del sistema e valorizzandone i punti di forza.

CAPITOLO I

L'ENERGIA ELETTRICA NELLE POLITICA ENERGETICA E AMBIENTALE EUROPEA

1.1 Elettricità e Terza Rivoluzione Industriale: una commodity strategica

L'energia è un bene vitale e strategico per ogni economia del passato e del presente, è il motore dello sviluppo industriale ed economico di ogni Paese ed è uno strumento atto a migliorare la qualità della vita di ogni singolo individuo. Governare l'energia significa, letteralmente, entrare a far parte della quotidianità del cittadino, sia esso inteso come membro di un nucleo familiare che si serve dell'energia elettrica per attivare gli elettrodomestici, sia come un lavoratore che usa il tram per raggiungere la sede di lavoro, sia esso un degente in un ospedale che ha bisogno di macchinari elettronici per monitorare lo stato di salute degli assistiti. In un quadro più ampio, significa orientare la competitività di un Sistema Paese, iscritto in una economia globale che lavora i suoi prodotti in industrie ad alto consumo energetico. Il costo dell'energia diventa quindi strategico per il funzionamento dell'intera economia interna e per i riflessi sociali di essa.

Tutte le possibili implicazioni dell'energia elettrica sono così vaste che solo in sua assenza potremmo capirne effettivamente l'importanza. Oppure, potremmo chiedere a quel 18 % della popolazione mondiale, corrispondente a 1,2 miliardi di persone, che vivono ancora in mancanza di elettricità nel 2015², o alle popolazioni che dal nuovo millennio stanno vivendo i rischi dell'impatto ambientale. L'energia infatti ha due volti che convivono, quello positivo della sua necessità e quello negativo dell'inquinamento, dell'esaurimento delle fonti non rinnovabili e dei costi sociali causati dalle attività di produzione e consumo di energia. Ai fini della *governance*, quindi, ci interessa definire l'energia non solo in termini di capacità di compiere

² Secondo il Report del *World Energy Outlook 2014 dell'International Energy Agency*, consultabile al seguente link: <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/>

lavoro, ma in termini di «risorsa merce», di «risorsa sociale», di «risorsa strategica» o di «risorsa ecologica»³. Sotto il profilo di «energia-risorsa merce», si considera lo scambio di fonti come il petrolio, il carbone, l'energia elettrica, per soddisfare precisi bisogni sociali; sotto quello di «energia-risorsa sociale» si pone al centro del problema energetico il concetto di servizio di pubblica utilità e quello di servizio universale. Il concetto di «energia- risorsa strategica» sottolinea gli aspetti di sicurezza nazionale legati alla diseguale localizzazione delle risorse energetiche tra gli Stati e dà priorità alle politiche di sicurezza degli approvvigionamenti, tramite accordi con i paesi proprietari di risorse naturali e la costruzione delle infrastrutture di importazione. Concepire l'energia come risorsa ambientale, invece, vuol dire porre in secondo piano la visione economicistica degli interessi dei consumatori e dei produttori e giungere alle decisioni relative alla domanda e offerta delle fonti di energia in modo qualitativamente diverso, avendo come irrinunciabile riferimento il principio della sostenibilità ambientale.

La politica energetica deve quindi operare un compromesso fra gli aspetti intrinseci dell'energia appena elencati. Le decisioni in materia di politica energetica sono sempre dipese dal contesto storico, da quello geopolitico e dal progresso tecnologico. Più recentemente, da quello ambientale. Il compromesso va operato tra un insieme di interessi sia pubblici che privati, dato che per gli obiettivi di natura pubblica sono necessari anche investimenti privati.

Per ridurre le emissioni climalteranti (energia-risorsa ambientale), assicurare l'offerta energetica dove c'è una domanda rigida rispetto alle variazioni dei prezzi perché vincolata alla tecnologia installata (energia- risorsa merce), garantire reti e prezzi accessibili a tutti (energia- risorsa sociale), promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti con la creazione di infrastrutture adeguate (energia- risorsa strategica), c'è bisogno di una stretta collaborazione tra pubblico, privato e clienti finali. Una collaborazione in cui la politica detta gli orientamenti prioritari secondo le esigenze della popolazione di riferimento, il settore privato coadiuva la formazione degli orientamenti pubblici mettendo a disposizione il suo sapere tecnico e mobilita gli investimenti con una ritrovata certezza del diritto.

³ G. Pireddu, *“Economia dell'energia, i fondamenti?”*, Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p.13. La spiegazione delle diverse accezioni del concetto di energia fanno riferimento all'opera in questione.

In sostanza, la questione energetica non è un problema meramente tecnico od economico, quindi «neutrale», da affidare esclusivamente alla competenza tecnica⁴. Nel tempo presente e nello scenario futuro, essa acquista un carattere strategico ancora più stringente, legato alla cosiddetta Terza Rivoluzione Industriale che inevitabilmente si svilupperà a seguito della crisi economico-finanziaria che ha investito i Paesi dell'Occidente industrializzato⁵. Finora abbiamo assistito a una produzione normativa in materia energetica finalizzata all'apertura del settore elettrico alla concorrenza, sia dal lato della domanda che dell'offerta, alla creazione del mercato unico nell'Unione Europea e della sicurezza degli approvvigionamenti. Il ruolo delle fonti rinnovabili nel settore all'inizio degli anni '90 era ancora marginale. Oggi, grazie agli investimenti nel settore delle rinnovabili legato alla centralità assunta dal tema ambientale, c'è stato un grande aumento di impianti di produzione di energia elettrica da fonti cosiddette pulite. La nuova Rivoluzione poggia, infatti, sul definitivo passaggio all'energia rinnovabile, la microgenerazione, una grade rete di distribuzione accessibile a tutti, la mobilità elettrica. Il passaggio alle energie rinnovabili dovrà quindi andare di pari passo con il progressivo spostamento della produzione verso impianti di piccola taglia, con lo sviluppo di tecnologie di *storage* basate anche sull'idrogeno per accumulare l'energia che non potrà essere prodotta nei momenti di intermittenza delle rinnovabili e la creazione di una rete capillare accessibile a chiunque per approvvigionare e distribuire energia, anche nella prospettiva del passaggio alla mobilità elettrica⁶.

La penetrazione di energia elettrica negli usi finali è stata promossa fin dalla prima metà del XX secolo, per la valorizzazione delle risorse interne, ma anche per timidi scopi di sostenibilità ambientale. Negli anni '30 e '40, infatti, si promuovevano i consumi elettrici perché si trattava di un vettore energetico ricavato da una fonte nazionale, quella idroelettrica, chiamata «carbone bianco». Si invitavano i bravi cittadini a cucinare con l'elettricità, uso allora innovativo, per contribuire alla lotta alla

⁴ A. Cardinale, A. Verdelli, "Energia per l'industria in Italia: la variabile energetica dal miracolo economico alla globalizzazione", FrancoAngeli, Milano 2008, p. 14

⁵ J. Rifkin, in occasione del Festival dell'Energia, in un'intervista di Emilia Blanchetti: "*La terza rivoluzione industriale. Il futuro secondo Jeremy Rifkin*", Settembre 2013. Disponibile al seguente link: <http://www.festivaldellenergia.it/energia-spiegata/scenario/la-terza-rivoluzione-industriale-il-futuro-secondo-jeremy-rifkin>

⁶ *idem*

deforestazione riducendo il consumo di carbone di legna. Negli anni '60 la nazionalizzazione del settore elettrico realizzata in Italia all'inizio degli anni '60 promuoveva, abbassando le tariffe per le famiglie, gli usi dell'elettricità prodotta con l'olio combustibile, prodotto dalle raffinerie italiane. Più tardi, dopo la crisi energetica del '73, per l'incapacità politica e tecnologica di costruire le centrali nucleari previste, si cominciò a promuovere la riduzione dei consumi; quelli elettrici continuarono però a crescere comparativamente più degli altri usi finali, senza motivazioni di diversificazione delle fonti, perché ormai anche la produzione di elettricità si basava sul gas naturale importato.⁷ La spinta ad usare l'elettricità è avvenuta grazie all'innovazione tecnologica, tramite nuove tecnologie specificamente elettriche e tecnologie che hanno sostituito i consumi termici grazie all'uso di elettricità: elettrodomestici, informatica diffusa e condizionamento estivo per le utenze civili; meccanizzazione dei processi produttivi nel settore delle utenze industriali. Anche dal punto di vista economico, l'elettricità si è rivelata col tempo molto più conveniente economicamente rispetto all'uso di combustibili, considerando i bassissimi costi di approvvigionamento dalla rete nazionale e quelli di manutenzione delle apparecchiature elettriche, rispetto alla complessità e all'onerosità delle apparecchiature termiche. Non bisogna poi dimenticare che tra le varie fonti di energia (carbone, petrolio, gas, nucleare), alcune presentano impieghi specifici (carbone per il coke, petrolio per i trasporti, gas per gli impieghi nobili nei settori domestico e industriale, nucleare per l'elettricità), ma tutti sono protagonisti nella produzione di energia elettrica⁸. Insieme ad essi, anche l'energia elettrica prodotta da fonte solare, idraulica, eolica, concorrono alla produzione di elettricità. Ciò che rende questo settore tanto strategico per gli scenari futuri di riduzione dei consumi di fonti di energia di origine fossile (la cosiddetta “*decarbonizzazione*” del settore energetico), è il combinato disposto di «elettricità» e «fonti rinnovabili». Avremo bisogno sempre di più elettricità visto che le nuove tecnologie si nutrono di essa. Al tempo stesso,

⁷ G. Tomassetti, D. Forni, P. Mastropiero, V. Dettoli, E. Ferrero, “*Ricerca sistema elettrico: promozione delle elettrotecnologie innovative negli usi finali*”, Rapporto ENEA, 2009, p. 9. Disponibile al seguente link: http://www.assoelettrica.it/wp-content/uploads/2013/02/Promozione_elettrotecnologie_usi-finali.pdf

⁸ Risoluzione del comitato consultivo della CECA concernente il «Libro verde per una politica energetica dell'Unione europea, 1995 Disponibile al link: [http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811(01))

mentre la domanda di energia aumenta, dobbiamo limitare l'impatto ambientale dei gas climalteranti che derivano dalla produzione di energia. Di conseguenza, bisogna promuovere sempre di più l'efficienza energetica. Su questo punto, bisogna tener presente che il passaggio da energia primaria a energia utile, cioè quella che corrisponde esattamente al servizio reso all'utente, ci sono delle perdite dipendenti dal processo di trasformazione. Ad esempio, l'elettricità d'origine termoelettrica è generata con perdite che ammontano al 50-60% del contenuto calorico delle fonti trasformate, mentre nel settore dei trasporti, i carburanti, che alimentano i motori a scoppio, si trasformano in energia meccanica con un'efficienza inferiore al 50%.

La tendenza ad investire su motori elettrici è motivata dal fatto che l'energia elettrica si trasforma in forza motrice, quindi energia meccanica, con un'efficienza del 70-90%, compensando così le perdite di produzione.⁹ Il settore elettrico, quindi, dopo un periodo di crisi e una situazione di *over capacity* derivati dal calo dei consumi elettrici a causa della crisi economica, si trova ad avere la responsabilità di disegnare la società futura. Lo sviluppo delle rinnovabili, il loro ruolo nella produzione elettrica, il ruolo preponderante dell'elettricità negli usi finali, sono fattori strategici che hanno bisogno di una strategia parallela nello sviluppo delle infrastrutture, le cosiddette *smart grids*. Occorre un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto del presente, cioè un mercato liberalizzato nella fase dell'offerta con una produzione molto articolata quanto a numero di operatori e tecnologie utilizzate. Un mercato in lenta ma continua apertura anche dal lato della domanda, dove però esiste ancora il regime di maggior tutela a conferma della rilevanza del bene "energia" sul piano sociale.

Le *policies* che hanno portato al disegno attuale del settore energetico, in particolare quello elettrico, e dalle quali bisogna partire per costruire un nuovo *market design*, sono di origine europea. Saranno descritte nelle pagine che seguono, come atti di indirizzo politico vincolanti per gli Stati Membri che le recepiscono, pena procedura d'infrazione.

⁹ V. D'Ermo, " *Bilanci energetici e analisi degli usi finali dell'energia quale base per gli interventi energetici e ambientali*", in Osservatorio energia AIEE, Roma, 2015, p. 6

1.2 Alla ricerca di una base giuridica nel diritto europeo

L'integrazione europea muove i primi passi per trovare soluzioni comuni alla problematica energetica. Il Trattato istitutivo della Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA) del 1951 aveva instaurato un mercato comune del carbone concorrenziale, abolendo le barriere doganali tra gli Stati membri, introducendo il principio di libera circolazione dei prodotti carbosiderurgici e vietando gli aiuti di Stato. Nonostante ciò, esso non attribuiva competenze specifiche in materia energetica alle Istituzioni comunitarie, né alcuna disposizione che riguardasse il campo della produzione e della distribuzione di energia. L'obiettivo "Unione Europea" era ancora lontano e la sovranità nazionale degli Stati era ancora prioritaria rispetto all'azione della Comunità. Il Trattato EURATOM del 1957 poneva le basi per lo sviluppo del settore nucleare e, soprattutto, il controllo dei movimenti della materia prima e della sicurezza degli impianti.

Sia il Trattato CECA che il Trattato EURATOM prescindevano, quindi, da competenze specifiche in materia energetica. Infatti, la Comunità Europea non aveva strumenti di intervento diretto in campo energetico e ha potuto operare esclusivamente sul piano dell'apertura del mercato alla concorrenza con un ruolo di mero coordinamento¹⁰. Se una strategia energetica comune non poteva esserci, essa si rese necessaria a seguito della crisi energetica del 1973, causata dall'interruzione del flusso dell'approvvigionamento di petrolio dai Paesi arabi in relazione alla guerra del Kippur. A seguito di tale crisi, al vertice di Copenaghen del 1973, gli Stati membri riconobbero la necessità di adottare una politica comune in materia di energia: politica focalizzata sull'accumulo e la gestione di "scorte strategiche" da utilizzare in caso di eventuali nuove situazioni di crisi e che sarebbero state gestite da un organismo ad hoc, il Comitato dell'Energia. Era tuttavia una soluzione emergenziale, non basata su una visione politica strategica, come dimostra il fatto che, anche negli anni successivi, sia nel Trattato di Maastricht che in quello di Amsterdam non è stato possibile inserire un capitolo specifico relativo all'energia. Il problema che ne deriva è la mancanza di credibilità e di strumenti di pressione efficaci nelle negoziazioni, nelle quali gli

¹⁰B. Pozzo, *"Le politiche energetiche comunitarie, un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili"*, Giuffrè Editore, Milano 2009, p. 3

importatori europei agiscono in ordine sparso di fronte ai Paesi esportatori di idrocarburi, in un mercato dove i prezzi sono in gran parte predeterminati¹¹.

Negli anni '80 assistiamo a un mutamento di prospettiva funzionale alla creazione di una visione energetica comune. Con l'Atto Unico Europeo del 1986 vengono modificate le regole di funzionamento delle istituzioni europee e viene ampliata la sfera di competenze, in particolare nel settore della ricerca e sviluppo, dell'ambiente e della politica estera comune. Sono passi avanti, seppur piccoli passi, che vanno verso la realizzazione del mercato comune entro la fine del 1992, rimuovendo gli ostacoli all'instaurazione di un mercato interno dell'energia. L'Atto Unico Europeo, infatti, si prefigge quale principale obiettivo il rilancio del processo di costruzione europea al fine di portare a termine la realizzazione del mercato unico europeo. Ciò appariva tuttavia difficilmente realizzabile sulla base dei trattati in vigore, in particolare per via del processo decisionale in seno al Consiglio che imponeva il ricorso all'unanimità per l'armonizzazione delle legislazioni. L'articolo 8A definisce chiaramente la finalità dell'Atto, che consiste nell'instaurazione progressiva del mercato interno nel corso di un periodo che scade il 31 dicembre 1992. Il mercato interno è definito come uno "spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali secondo le disposizioni del presente trattato".¹²

In questo senso, l'energia è considerata una merce e quindi ammessa alla libera circolazione come verrà meglio delineato con l'adozione della Direttiva europea concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica del 1996.

Intanto, anche il tema ambientale viene ripreso dall' Atto del 1986. La preoccupazione relativa alla tutela ambientale a livello comunitario era già presente nel trattato di Roma. L'Atto aggiunge tre nuovi articoli (articolo 130R, 130S e 130T del trattato CEE), i quali consentono alla Comunità "di salvaguardare, proteggere e migliorare la qualità dell'ambiente, di contribuire alla protezione della salute umana, di garantire un'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali". Viene precisato che la Comunità interviene in materia ambientale solo nella misura in cui un'azione

¹¹ *Idem*, p.4

¹²Atto Unico Europeo, 1986 disponibile al seguente link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv%3Axy0027>

può essere realizzata meglio a livello comunitario piuttosto che a livello dei singoli Stati membri, secondo il principio di sussidiarietà verticale¹³.

Finalmente, con il Trattato di Maastricht del 1992 sull'Unione Europea si assiste a una svolta. Il Trattato ha finalmente inserito tra le attribuzioni della Comunità anche l'adozione di misure in materia di energia anche se ciò non è stato accompagnato da una previsione giuridica ad hoc: infatti, i provvedimenti in materia di energia continuavano ad essere adottati nell'esercizio dei poteri relativi all'instaurazione ed al funzionamento del mercato interno ed alla tutela e promozione della concorrenza¹⁴. Con la modifica dell'art. 3 del TCE è stato previsto per la prima volta che la Comunità potesse adottare misure in materia di energia come oggetto di azione comunitaria, senza tuttavia che venisse attribuita una specifica competenza alle Istituzioni comunitarie¹⁵. L'attenzione continua ad essere posta sul tema della sicurezza degli approvvigionamenti di gas e di elettricità; infatti, all'art. 154 del Trattato viene specificato che la Comunità si impegna a sviluppare le reti transeuropee nel settore dei trasporti, delle telecomunicazioni e dell'energia, strutture essenziali per la costruzione del mercato interno europeo. Finanziare soprattutto attraverso i fondi strutturali e la Banca Europea per gli Investimenti, esse ridurranno le differenze di costo tra Stati membri e consumatori, ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche interne.

Tuttavia, non si tratta di un capitolo dedicato interamente all'energia che rappresenti la volontà di una azione comunitaria in materia. Le proposte in tal senso, però, non sono mancate. All'interno degli atti preparatori della normativa europea, il Comitato economico e sociale (CEES) presentò un proprio parere dal titolo « La politica energetica comunitaria », il 10 Agosto 1994, per inserire un capitolo dedicato all'energia all'interno del Trattato sull'Unione Europea, sottolineando l'importanza di sviluppare in modo complementare sia le politiche energetiche che quelle ambientali, legandole a politiche di altri settori come quello della concorrenza, della coesione

¹³ *idem*

¹⁴ F. Gangale, N. Caminiti, *“Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica”*, Rapporto ENEA, 2005, p. 12

¹⁵ B. Pozzo, *“Le politiche energetiche comunitarie, un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili”*, Giuffrè Editore, Milano 2009, p. 5

sociale, della ricerca. Si conferma così il carattere strategico e trasversale della materia energetica. Secondo il parere del CEES¹⁶, la discussione sul tema doveva essere avviata con audizioni pubbliche delle principali organizzazioni del settore energetico ma, nonostante la proposta avanzata, fallì anche il tentativo fatto a ridosso della stesura del Trattato di Amsterdam, nel maggio 1997, per la mancanza di consenso politico visto che solo Grecia, Italia e Belgio appoggiarono l'iniziativa.

Anche durante la più sfortunata delle tappe verso un' Europa politica, la proposta di una Costituzione Europea, la questione energetica torna in scena. Il progetto di Costituzione Europea prevedeva di inserire l'energia fra le materie oggetto di "competenza concorrente" in modo che sia gli Stati che l'Unione potessero legiferare in merito. Il progetto naufraga, ma con il Trattato di Lisbona¹⁷ all'art. 2 C torna ad essere specificato il tema della competenza concorrente in materia energetica fra Stati e UE. Soprattutto, il Trattato di Lisbona del 2007, dieci anni dopo il fallimento dell'introduzione di un capitolo "Energia" in quello di Amsterdam, riesce a dedicare un intero titolo al settore: il Titolo XX.

Infatti, l'art 176 A dispone che:

Nel quadro dell'instaurazione o del funzionamento del mercato interno e tenendo conto dell'esigenza di preservare e migliorare l'ambiente, la politica dell'Unione nel settore dell'energia è intesa, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, a:

- a) garantire il funzionamento del mercato dell'energia,*
- b) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione,*
- c) promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili,*
- d) promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.*

2. Fatte salve le altre disposizioni dei trattati, il Parlamento europeo e il Consiglio, deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria, stabiliscono le misure necessarie per conseguire gli obiettivi di cui al paragrafo 1. Tali misure sono adottate previa consultazione del Comitato economico e sociale e del Comitato delle regioni.

¹⁶ *Idem*, p. 6

¹⁷ Disponibile al seguente link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:12007L/TXT>

Esse non incidono sul diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico, fatto salvo l'articolo 175, paragrafo 2, lettera c).

3. In deroga al paragrafo 2, il Consiglio, deliberando secondo una procedura legislativa speciale, all'unanimità e previa consultazione del Parlamento europeo, stabilisce le misure ivi contemplate se sono principalmente di natura fiscale.».

Anche l'articolo 194 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea introduce una base giuridica specifica per il settore dell'energia, basata su competenze condivise fra l'UE e i Paesi membri. Così, oltre a garantire che il mercato dell'energia dell'UE funzioni in modo efficiente, la politica energetica promuove l'interconnessione delle reti energetiche e l'efficienza energetica. Si occupa di fonti di energia, che vanno dai combustibili fossili al nucleare e alle rinnovabili (energia solare, eolica, da biomassa, geotermica, idroelettrica e mareomotrice)¹⁸.

1.3 Il mercato interno dell'energia e «i tre pacchetti energetici»

Lo scopo del legislatore europeo nei primi anni '90 è stato quello di armonizzare e liberalizzare il mercato interno dell'energia. L'energia, in quanto «bene», deve poter circolare liberamente creando competizione fra le diverse fonti energetiche situate all'interno dell'Unione. La creazione del mercato interno avrebbe determinato una diminuzione dei prezzi, un aumento della competitività, una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e una più efficace protezione dell'ambiente. La Commissione, quindi, comincia a muoversi in tal senso con una serie di atti cosiddetti atipici e non vincolanti, perché nati dalla prassi piuttosto che basati sui Trattati: i «libri di colore». Il processo legislativo europeo infatti, è caratterizzato da un'ampia partecipazione e trasparenza, e il Libro Verde e il Libro Bianco sono documenti di riflessione volti ad avviare il dibattito su un determinato tema che la Commissione intende regolamentare. Il modo in cui vuole farlo è contenuto nei Libri Verdi, documenti incentrati su un tema pubblico e rivolti a tutte le organizzazioni pubbliche e private

¹⁸ Secondo la descrizione che EUR-lex fa della materia energetica in ottica di trasparenza dell'azione UE. Al link: http://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/energy.html?root_default=SUM_1_CODED%3D18&locale=it

che partecipano ai successivi momenti di discussione e consultazione. Il risultato dello scambio di prospettive avvenuto in tali momenti di confronto è contenuto, invece, nei Libri Bianchi. In essi, la Commissione raccoglie le proposte ufficiali di azione su un tema specifico. Nel settore che ci interessa, all'inizio del processo europeo di liberalizzazione del mercato energetico, la Commissione ha elaborato nel 1994 un Libro Verde intitolato «Per una Politica Energetica dell'Unione Europea» e successivamente il Libro Bianco «Una Politica Energetica per l'Unione Europea». Questi documenti rappresentano la presa di coscienza del ruolo della futura Unione Europea nella creazione di un mercato unico dell'energia e, quindi, di una politica energetica in termini di plusvalore delle politiche nazionali degli Stati membri¹⁹. Anche la sicurezza degli approvvigionamenti è riconosciuta come uno degli elementi essenziali di qualsiasi politica energetica, allo stesso livello della competitività globale dell'economia e della tutela dell'ambiente. La consapevolezza più importante ai fini di questo lavoro è che già nel 1994 si segnalava che la domanda di energia elettrica nell'Unione europea avrebbe registrato una crescita lenta ma sicura negli anni successivi.

Sulla scia del Libro Verde quindi, si procede alla realizzazione del mercato interno dell'energia tramite tre direttive:

1. La direttiva 1994/22/CE del 30 maggio 1994, *relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi*
2. La direttiva europea 1996/92/CE del 19 dicembre 1996 *per la liberalizzazione del mercato dell'elettricità, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.*
3. La direttiva 1998/30/CE del 22 giugno 1998 *relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.*

Per armonizzare e liberalizzare il mercato interno dell'energia dell'UE, tra il 1996 e il 2009 sono stati successivamente adottati tre pacchetti legislativi di misure riguardanti l'accesso al mercato e la sua trasparenza e regolamentazione, la tutela dei consumatori, il sostegno all'interconnessione e livelli adeguati di approvvigionamento. Grazie a tali misure, nuovi fornitori di gas ed elettricità possono accedere ai mercati degli Stati

¹⁹ Secondo la Risoluzione del comitato consultivo della CECA concernente il «Libro verde per una politica energetica dell'Unione europea, 1995 Disponibile al link: [http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811(01))

membri e i consumatori, sia industriali che domestici, sono ormai liberi di scegliere il proprio fornitore. Più nel dettaglio, il primo pacchetto legislativo (direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale) è stato sostituito nel 2003 da un secondo pacchetto legislativo, che ha consentito a nuovi fornitori di gas e di elettricità di accedere ai mercati degli Stati membri e ha dato ai consumatori (a quelli industriali a partire dal 1° luglio 2004 e a quelli domestici dal 1° luglio 2007) la possibilità di scegliere i propri fornitori di gas e di elettricità. Nell'aprile 2009 è stato adottato un terzo pacchetto legislativo (che modifica il secondo) volto a liberalizzare ulteriormente il mercato interno dell'elettricità e del gas. Di questo terzo pacchetto, fanno parte la direttiva sull'energia elettrica 2009/72/CE, che abroga la direttiva 2003/54/CE, e quella sul gas 2009/73/CE che abroga la direttiva 2003/55/CE.

Nei prossimi paragrafi ci soffermeremo sulle direttive relative alla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica che poggiano sugli stessi pilastri di quelle del settore del gas in quanto all'accesso dei terzi, alla concorrenza sviluppata sul segmento storicamente monopolistico delle reti, alla separazione delle attività della filiera, all'importanza dello sviluppo delle infrastrutture per la sicurezza degli approvvigionamenti (soprattutto nel gas, vista la variabile geopolitica legata all'utilizzo di questa fonte), e infine alla tutela dei consumatori nel libero mercato.

1.3.1 La direttiva 96/92/CE: obiettivi, strumenti e vincoli minimi di apertura alla concorrenza nel settore elettrico

L'obiettivo della Direttiva *per la liberalizzazione del mercato dell'elettricità, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica* era quello di garantire la tutela del consumatore mediante l'instaurazione di un mercato unico dell'elettricità di tipo concorrenziale, passando attraverso la liberalizzazione degli scambi e la libertà delle iniziative delle imprese²⁰. Ciò è stato fatto nel rispetto del principio di sussidiarietà,

²⁰ B. Pozzo, "Le politiche energetiche comunitarie, un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili", Giuffrè Editore, Milano 2009, p.14

cercando un equilibrio costante fra le istanze del servizio pubblico e della concorrenza. Questo perché in ogni Stato Membro operavano grandi compagnie nazionali detentrici del monopolio di generazione, trasmissione e distribuzione di energia, che guardavano con attenzione alla produzione normativa sovranazionale che poi sarebbe stata applicata con modalità differenti dagli organi legislativi dei singoli Stati membri. Non si poteva intervenire con grande determinazione, quindi, senza consultare le istanze di ogni *incumbent* nazionale.

Il risultato è stata l'adozione di una norma quadro che reca principi generali e vincoli minimi di apertura alla concorrenza, ma che lascia agli Stati membri la scelta delle modalità di attuazione di tali principi²¹. Nell'interesse economico generale, gli Stati membri possono imporre alle imprese elettriche obblighi di servizio pubblico, secondo l'art. 3 della Direttiva, senza però entrare nel merito della natura pubblica o privata delle imprese elettriche. Tali obblighi, poi, non si limitano solo all'accesso al mercato ma si estendono su tutte le attività della filiera elettrica.

Per l'attività di generazione le imprese possono scegliere tra due diverse procedure amministrative per realizzare nuovi impianti: autorizzazione e gara d'appalto. Si tratta, quindi, di una liberalizzazione regolamentata basata su criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori²². Per quanto riguarda la trasmissione, invece, il discorso si fa più delicato perché le reti di trasmissione dell'energia elettrica sono considerate monopoli naturali, visto che gli investimenti per la loro costruzione sono ingenti e la loro duplicazione in una stessa area geografica non è conveniente. Questo significa rendere accessibili a tutti le reti esistenti senza discriminazione e a condizioni eque, con la necessità di affidare la loro gestione a un soggetto terzo e indipendente. La concorrenza in questo settore, infatti, può essere solo parziale e attuabile nella generazione e nella vendita. Le reti, sia di trasmissione che di distribuzione, rappresentano l'elemento cruciale del funzionamento del sistema elettrico perché costituiscono il necessario supporto fisico delle transazioni commerciali relative all'energia elettrica. Non si tratta di un sistema di trasporto semplice come può essere un'arteria stradale; anzi, la loro gestione è molto complessa e spesso mascherare scelte

²¹ F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica", Rapporto ENEA, 2005, p. 13

²² *Idem*

discriminatorie è molto semplice. Per questo motivo, le regole sul regime di massima trasparenza nel loro utilizzo indiscriminato devono essere stringenti²³. Così, la figura del Gestore della rete di trasmissione è centrale nel sistema elettrico liberalizzato, secondo la visione del legislatore comunitario.

Date queste particolarità del sistema, si stabilisce un livello minimo di separazione, quello gestionale, per le diverse attività di generazione, trasmissione, distribuzione. Le imprese elettriche integrate, quindi, avrebbero dovuto tenere conti separati per le diverse attività, anche se, come vedremo più in là, nel caso italiano si opererà da subito per l'*unbundling* societario e non solo contabile.

Come ricordavamo prima, la visione europea di politica energetica è direttamente collegata alle politiche ambientali. Per questo motivo, nella Direttiva ci sono due deroghe all'equità del trattamento: per esigenze di protezione ambientale, secondo l'art. 8, il Gestore della Rete ha l'obbligo di dare priorità di dispacciamento alla elettricità prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione²⁴; per motivi di sicurezza degli approvvigionamenti, hanno priorità di dispacciamento anche gli impianti alimentati con fonti nazionali di energia primaria²⁵, sempre che durante l'anno essi non superino il 15% di energia prodotta rispetto all'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata nello Stato membro.

Anche l'attività di distribuzione è interessata dalle stesse problematiche della trasmissione perché può essere considerata un monopolio naturale ma su scala locale. Secondo la Direttiva, gli Stati Membri possono imporre ai distributori obblighi di

²³ G.B. Zorzoli, "*Strano mercato quello elettrico*", Barbera Editore, 2008, p.157

²⁴ Per cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto. Questo processo aumenta l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%; a ciò corrispondono minori costi per l'approvvigionamento del combustibile fossile e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra (cosiddetti gas climalteranti) rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore. Secondo l'elaborazione del GSE, al link: <http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Certificati%20Bianchi%20e%20CAR/Gli%20impianti%20di%20Cogenerazione%20ad%20Alto%20Rendimento/Pages/default.aspx>

²⁵ Le fonti di energia primaria sono prodotti energetici ricavati direttamente da risorse naturali presenti sul territorio nazionale (miniere di carbone, campi petroliferi, impianti idroelettrici fabbricazione di biocombustibili), mentre per produzione di energia secondaria, si intende quella di fonti di energia ricavate dalla trasformazione di fonti di energia primaria. Anche la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come sole e vento viene computata nella produzione primaria di energia.

La trasformazione di energia da una forma a un'altra, come la generazione di energia elettrica o calore da parte di centrali termoelettriche o la produzione di coke nelle cokerie, non è considerata produzione primaria. Definizione elaborata da ENEA, al link: <http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/le-parole-dellenergia/glossario/parole/produzione-energia-primaria>

servizio pubblico che nell'ottica della liberalizzazione si declinano nell'imposizione di tariffe regolamentate per garantire la parità di trattamento dei clienti interessati. Ciò per evitare che vengano formulati prezzi più alti ai clienti residenti in zone dove l'accesso alla distribuzione di energia elettrica è più complicato. L'obiettivo è quindi quello di scoraggiare la pratica del *cream-skimming*, cioè la tendenza dei nuovi operatori entrati sul mercato ad occuparsi solo delle attività più remunerative.

Per quanto riguarda l'accesso alle reti, la Direttiva si basa sulla distinzione fra clienti idonei e clienti vincolati. I primi possono acquistare elettricità da un fornitore scelto liberamente, i secondi sono vincolati a rifornirsi presso il distributore locale. Da questa distinzione vengono delineati due modelli alternativi tra cui gli Stati membri possono scegliere: il sistema di accesso dei terzi e il sistema dell'Acquirente Unico. Quest'ultimo, in particolare, fa capo a una persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o della vendita centralizzata dell'energia elettrica, secondo il principio di indipendenza e imparzialità, come disposto all'interno della direttiva. In breve, l'Acquirente Unico acquista energia dai produttori e la colloca sul mercato.

All'interno della Direttiva si trovano quindi obiettivi di liberalizzazione e concorrenza basati sul principio di garantire un servizio universale tutelando il consumatori da eventuali distorsioni derivanti dall'apertura del mercato, secondo il principio di imparzialità ed equità del servizio offerto. Il settore è stato riorganizzato avendo presenti le situazioni di monopolio naturale e i possibili vantaggi dell'*incumbent* nell'accesso alle reti. Tuttavia, in questa prima fase, l'apertura alla concorrenza è ancora minima e graduale: essa è limitata a determinate categorie di consumatori, rimodulabili in base a determinate scadenze. Abbiamo detto che il legislatore comunitario ha agito dopo una consultazione dettagliata con gli *stakeholders* e infatti questa progressività nell'apertura del mercato è stata determinata dalla volontà di consentire all'industria di adeguarsi in modo flessibile al nuovo contesto e di tener conto dei diversi modi in cui sono organizzate le reti elettriche²⁶.

²⁶ F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica", Rapporto ENEA, 2005, p. 18

In altri termini, dobbiamo fare riferimento alle caratteristiche di quei clienti considerati idonei. Lo strumento atto a raggiungere l'obiettivo «apertura minima della concorrenza» dal lato della domanda, risiede proprio qui infatti. Secondo la Direttiva, un cliente viene considerato idoneo a rifornirsi liberamente dal produttore di propria preferenza in base a un certa soglia di consumo. I clienti considerati subito idonei sono quelli con un consumo annuo superiore a 100 GWh nonché le imprese di distribuzione²⁷. Successivamente all'entrata in vigore di tale disposizione, la Direttiva prevede tre fasi di apertura dei mercati nazionali basata sulla riduzione delle soglie di consumo: nel 1999 la soglia si abbassa a 40 GWh annui, nel 2000 a 20 GWh, nel 2003 GWh.

In sintesi, la struttura del programma di liberalizzazione è avvenuta su tre livelli: offerta, accesso alle reti, domanda. Nel 1996 il legislatore comunitario aveva in mente la gradualità del processo. Successivamente, sette anni più tardi, il processo subisce una accelerazione. La Direttiva in questione verrà abrogata dalla Direttiva del 28 Giugno 2003 *relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*.

1.3.2 Direttiva 2003/54/CE: obblighi di servizio pubblico, tutela ambientale, valutazione in itinere

Il percorso che ha portato all'emanazione della nuova Direttiva sul settore elettrico, nel 2003, è partito dalle sollecitazioni del Consiglio europeo di Lisbona del Marzo 2000 che sottolineavano l'importanza di completare l'organizzazione del mercato interno dell'elettricità e del gas naturale. La nuova Direttiva non va a stravolgere l'impianto originario delineato nel 1996, ma pone nuova enfasi sul concetto di servizio

²⁷ Secondo l'art.19, comma 3, della direttiva 96/92/CE. Disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:IT:HTML>

pubblico e di imparzialità per tutta le fasi della filiera elettrica e sull'obiettivo della protezione dell'ambiente.

In un contesto di liberalizzazione, infatti, si pone il problema della permanenza del concetto di servizio pubblico, che prende la forma di servizio universale da intendere come la modalità di somministrazione del servizio energetico in un contesto di scelte guidate da considerazioni di mercato²⁸. In merito a ciò, l'approccio dell'Unione si basa sulla riduzione delle cosiddette asimmetrie informative attraverso i principi di trasparenza, completezza e correttezza dell'informazione, in modo che i consumatori possano esercitare una scelta consapevole tra le proposte dei diversi fornitori.

Il rafforzamento della tutela del servizio pubblico doveva essere complementare al superamento degli ostacoli che non rendevano il disegno del mercato interno pienamente operativo. La nuova Direttiva poneva l'accento sull'importanza dell'indipendenza del Gestore della rete di trasmissione, tramite la separazione proprietaria e gestionale del Gestore dall'impresa elettrica integrata. Per quanto riguarda l'accesso alla rete invece, si indica la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato. Ciò vuol dire che il prezzo di accesso alla rete non è liberamente negoziato dalle parti ma è fissato da una Autorità sulla base di tariffe pubblicate, trasparenti e non discriminatorie per tutti i clienti idonei. Acquista così importanza la designazione da parte di ogni Stato membro di una Autorità nazionale di regolamentazione che fissa le tariffe, i loro metodi di calcolo e le condizioni di accesso alle reti. Passando poi all'apertura alla concorrenza, si prevede che entro il 2004 diventino idonei tutti i clienti non civili, mentre l'apertura completa è rimandata al 2007.

Per quanto riguarda l'obiettivo di tutela ambientale, esso acquista maggior peso nella normativa europea degli anni 2000, vista la sottoscrizione nel 1997 dello storico Protocollo di Kyoto, diventato operativo nel 2005, che prevede una riduzione dei gas ad effetto serra nel periodo 2008-2012, non solo attraverso il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili, ma anche con scambio di quote di emissione a livello internazionale. L'Unione Europea anticiperà lo strumento economico dei permessi di inquinamento commerciabili, istituendo «il sistema comunitario dello scambio di

²⁸ G. Pireddu, *“Economia dell'energia, i fondamenti”*, Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p.275

quote di emissione gas» (Emission Trading Scheme, ETS) con la Direttiva 2003/87/CE, sistema che non ha uguali al mondo dal punto di vista delle dimensioni. D'altronde, la realizzazione di un mercato interno dell'energia elettrica risulta vantaggiosa²⁹ per l'ambiente grazie ai miglioramenti introdotti negli impianti di generazione e all'uso di fonti di energia non inquinanti nella produzione di energia. Il termine ultimo di recepimento della Direttiva negli Stati membri era stato fissato al 1 Luglio 2004. Dopo la fine del primo anno successivo all'entrata in vigore della direttiva, la Commissione avrebbe controllato ed esaminato la sua applicazione, presentando poi al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione generale sul suo stato di attuazione. Prima dell'emanazione del Terzo pacchetto, infatti, la Commissione ha elaborato una relazione sui progressi nell'istituzione di un mercato interno del gas e dell'elettricità³⁰, testimoniando sia i progressi che i punti deboli del processo di liberalizzazione in corso sulla base delle relazioni trasmesse dai regolatori nazionali e dei dati Eurostat sui prezzi finali. Ciò che si evince da questo documento, è la diseguale attuazione della legislazione europea negli Stati membri al 2009 e l'avvio di procedure di infrazione verso gli Stati che tardano ad attuare le direttive concernenti il mercato del gas e dell'elettricità. La Commissione si concentra non solo sull'incompleta attuazione della legislazione, ma anche sugli effetti del combinato disposto di questa mancanza con l'aumento del prezzo del petrolio, preso di riferimento per la stipula dei contratti a lungo termine per l'approvvigionamento del gas. La Commissione, infatti, scrive:

«Le fluttuazioni del prezzo del petrolio sul mercato internazionale incidono sui prezzi del gas e dell'elettricità in quanto il prezzo del petrolio serve da riferimento nei contratti a lungo termine per l'approvvigionamento di gas. Questo collegamento dovrebbe attenuarsi se il mercato del gas funzionasse meglio, se il portafoglio delle forniture di gas fosse maggiormente diversificato e se esistessero condizioni più favorevoli per le importazioni. Le clausole di revisione dei prezzi calcolano le differenze di prezzo dopo un certo periodo (in genere da 3 a 6

²⁹ B. Pozzo, "Le politiche energetiche comunitarie, un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili", Giuffrè Editore, Milano 2009, p.23

³⁰ Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo - Relazione sui progressi nell'istituzione di un mercato interno del gas e dell'elettricità (COM/2009/0115). Disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?qid=1470733542504&uri=CELEX:52009DC0115>

mesi); vista la tendenza al calo dei prezzi del petrolio, nel 2009 i prezzi del gas e dell'elettricità dovrebbero scendere.»

La concorrenza e la liberalizzazione del mercato dovrebbero far sì che il calo dei prezzi primari si ripercuota sui prezzi dei consumi finali. Tuttavia, nel periodo di riferimento analizzato dalla Commissione, sulla base dei dati del 2007 e 2008, l'aumento dei prezzi dell'elettricità ha variato considerevolmente da uno Stato all'altro, segno che i mercati del gas e dell'elettricità nell'Unione restano mercati nazionali e presentano ancora un basso livello di scambi transfrontalieri. In media i prezzi dell'elettricità per i clienti domestici sono aumentati del 2%. La Commissione nota come nei Paesi Bassi e in Svezia, dove i prezzi non sono regolamentati, gli aumenti per i clienti domestici (gas ed elettricità, tasse escluse) si sono attestati al di sotto della media UE. Il numero elevato di clienti che cambiano fornitore nei Paesi Bassi lascia supporre che la presenza di autentiche condizioni di concorrenza sul mercato al dettaglio aiutava effettivamente a evitare le impennate dei prezzi.

Un altro punto interessante da sottolineare è l'efficacia degli interventi dei regolatori, figure centrali nel sistema liberalizzato per garantirne il buon funzionamento. La relazione mostra che non si erano registrati interventi comuni in materia di scambi transfrontalieri. Per questo motivo le proposte della Commissione europea nell'ambito del Terzo pacchetto per il mercato interno includono l'istituzione di un'agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia. I principali compiti proposti per l'agenzia andrebbero a integrare a livello europeo i compiti normativi svolti dai regolatori nazionali. Le proposte della Commissione, quindi, intendono anche rafforzare i poteri delle autorità di regolamentazione.

Inoltre, da quanto è scritto: *«Per favorire l'integrazione del mercato occorre inoltre instaurare una reale cooperazione fra i GRT. La Commissione designerà quindi formalmente le reti europee degli operatori dei sistemi di trasmissione dell'elettricità (ENTSOE) e di trasporto del gas (ENTSOG) che saranno responsabili dell'armonizzazione delle norme sull'accesso alla rete e sul suo funzionamento, dello scambio di informazioni fra GRT e del coordinamento dei nuovi investimenti.»*³¹.

³¹ *Idem*

Sulla base di questa relazione, si arriverà all'adozione del terzo ed ultimo pacchetto energia, almeno fino a una nuova riforma prevista il prossimo Novembre 2016.

1.3.3 La Direttiva 2009/72/CE: il disegno europeo in vigore per il mercato elettrico

La Direttiva nasce da una serie di Comunicazioni emanate dalla Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo il 10 gennaio 2007. Questa serie di atti costituisce il pacchetto energia risultato dall'elaborazione delle proposte contenute nel Libro Verde *Per una strategia europea sostenibile, competitiva e sicura* del marzo 2006. Esso contiene le nuove proposte per *Una politica energetica per l'Europa*, formulate dalla Direzione Generale Trasporti ed Energia, i risultati delle *Indagini settoriali sull'energia elettrica e il gas naturale*, avviate nel giugno 2005 dalla Direzione Generale Concorrenza e le *Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius* della Direzione Generale Ambiente (nella recente Cop 21 che ha avuto luogo a Parigi nel dicembre 20 e 15 il limite stato ridotto a 1,5)³².

Le proposte elaborate dalla Commissione hanno portato al Terzo pacchetto di direttive del 2009, un pacchetto di misure per il settore energia lungimirante e senza precedenti. La Direttiva del 2009 abroga quella del 2003 e stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica. La prospettiva da cui guarda la Direttiva in questione è sempre quella della progressiva realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica, in corso dal 1999. Resta prioritario, quindi, continuare su questa scia per offrire a tutti i consumatori dell'Unione Europa una reale libertà di scelta. Il legislatore comunitario insiste sulla libera concorrenza come strumento per conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi, qualità del servizio offerto, oltre alla sicurezza degli approvvigionamenti e allo sviluppo sostenibile. Quando la Direttiva è entrata in vigore non esisteva ancora in tutti gli Stati membri un accesso non discriminatorio alla rete, né un livello di

³² B. Pozzo, *“Le politiche energetiche comunitarie, una analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili”*, Giuffrè Editore, Milano 2009, p.58-59

controlli di pari efficacia da parte dei regolatori nazionali³³. Né era ancora sufficiente lo sviluppo delle interconnessioni transfrontaliere per garantire la fornitura di tutte le fonti energetiche al prezzo più competitivo possibile ai consumatori e alle imprese della Comunità europea. Punto cruciale del sistema energetico liberalizzato è la separazione giuridica e funzionale ai sensi della direttiva 2003/53/CE, che non aveva tuttavia consentito di separare efficacemente le attività dei gestori delle reti di trasmissione. Già nel marzo 2007 il Consiglio europeo aveva invitato la Commissione a elaborare proposte legislative per la separazione concreta dell'attività di produzione dalle operazioni in rete. Così, l'ulteriore passo in avanti è rappresentato dall'obbligo di separazione societaria che implica la designazione del proprietario della rete di trasmissione come gestore del sistema e la sua indipendenza da qualsiasi interesse nelle imprese di fornitura e di generazione³⁴. In questo modo si elimina l'incentivo per le imprese verticalmente integrate a praticare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti in fatto di investimenti e di accesso alla rete.

Alla luce di una struttura del mercato elettrico che incentivi gli investimenti nel settore anche per i nuovi entrati, soprattutto in infrastrutture di interconnessione e tecnologie di efficienza energetica, la Direttiva punta a organizzare il settore in maniera puntuale, sulla base delle debolezze evidenziate dalle precedenti esperienze. Il Capo II del documento in questione, approvato dal Parlamento e dal Consiglio dell'Unione Europea, fissa le norme generali di organizzazione del settore. Ai fini di un mercato concorrenziale, le imprese che operano nel settore dell'energia elettrica devono rispettare obblighi di servizio pubblico, sia in relazione alla regolarità, alla qualità e al prezzo delle forniture, sia tenendo conto dell'efficienza energetica e della tutela dell'ambiente. Gli obblighi di servizio pubblico sono direttamente collegati alla tutela del consumatore finale: tutti i clienti devono avere il diritto di scegliere il loro fornitore di energia elettrica e di cambiarlo con l'aiuto del proprio operatore entro un termine massimo di tre settimane³⁵. Secondo il principio di trasparenza, invece, i fornitori di energia elettrica devono dare tre informazioni ai clienti finali: la quota di

³³ Secondo il considerata (4) della direttiva 2009/72/CE, disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=celex:32009L0072>

³⁴ *Idem*, al considerata (11)

³⁵ *Ibidem*, Capo II art. 3

ciascuna fonte energetica utilizzata per la produzione; l'impatto ambientale causato; i loro diritti in caso di controversia. A vegliare sul consumatore, negli Stati membri, deve essere predisposto un meccanismo indipendente quale un «Mediatore dell'energia» o un organismo dei consumatori per risolvere reclami e controversie. Per quanto riguarda il tema della sicurezza degli approvvigionamenti, serve che ogni Stato membro definisca dei criteri tecnici di sicurezza in modo da poter integrare i propri mercati nazionali a vari livelli regionali, come già era stato avviato con i progetti di interconnessione Italo-Svizzera che la relazione in itinere della Commissione aveva evidenziato positivamente³⁶. Per garantire l'omogeneità del sistema delle interconnessioni e la compatibilità delle regolamentazioni tra le regioni, la Direttiva dà alle autorità di regolamentazione nazionali il compito di cooperare con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia.

Al Capo III la direttiva passa a regolare l'attività di generazione. In base art. 7, per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri adottano una procedura di autorizzazione per la costruzione di impianti di generazione sul loro territorio secondo criteri di obiettività, trasparenza e non discriminazione. Il rilascio delle autorizzazioni è condizionato non solo dalla sicurezza tecnica dell'impianto e dalla protezione della salute pubblica ma anche dal contributo al perseguimento degli obiettivi «20-20-20» (di cui si dirà nel seguito) della Commissione. All'art. 8 è contenuta una deroga alla procedura di autorizzazione, tramite una procedura di gara. Ciò soltanto se gli impianti di generazione in costruzione in base alla procedura di autorizzazione non siano sufficienti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Il Capo IV contiene le norme relative alla gestione del sistema di trasmissione. Secondo l'art. 9, a decorrere dal 3 marzo 2012, i paesi dell'UE dovevano separare i sistemi di trasmissione dai gestori dei sistemi di trasmissione e l'elenco dei gestori di sistemi di trasmissione designati dai paesi dell'UE deve essere pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, invece, le imprese responsabili dei sistemi di distribuzione devono designare i gestori del sistema coprendo le perdite di

³⁶ Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo - Relazione sui progressi nell'istituzione di un mercato interno del gas e dell'elettricità (COM/2009/0115). Disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?qid=1470733542504&uri=CELEX:52009DC0115>

energia e mantenendo la capacità di riserva di energia elettrica. La distribuzione può essere anche circoscritta a una precisa zona, ad esempio istituendo un sistema di distribuzione chiuso «che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato»³⁷. Resta l'obbligo di garantire l'accesso al sistema di trasmissione e distribuzione ai terzi, basato su un sistema di accesso non discriminatorio e trasparente con tariffe pubblicate dall'Autorità nazionale di regolamentazione. Si tratta di un soggetto indipendente ed imparziale, al quale sono affidati i seguenti compiti: stabilire le tariffe di trasmissione e di distribuzione; cooperare sulle questioni transfrontaliere; vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione; garantire l'accesso ai dati del consumo dei clienti.³⁸

1.3.4 La regolazione delle infrastrutture indispensabili: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Il processo di liberalizzazione è frutto di una revisione teorica che ha portato all'abbandono del ruolo dello stato-imprenditore a favore di quello dello stato-regolatore nel settore energetico. Mentre il primo status si basava sulla convinzione che esistevano condizioni di monopolio naturale e quindi di controllo delle attività se queste fossero state affidate a imprese private, il secondo deriva dalla constatazione che il monopolio naturale non investe tutte le attività della filiera energetica ma solo quelle connesse al trasporto. Per queste ultime attività, quindi, resta la necessità di mantenere forme di regolazione del prezzo, dell'accesso alla rete e della qualità del servizio. Le Direttive prese in considerazione hanno ben presente i concetti di «monopolio naturale» e «infrastrutture indispensabili»³⁹ quando dispongono l'*unbundling* e l'indipendenza del gestore delle reti. In vista della creazione di un mercato unico dell'energia, dell'obiettivo di interconnessione a livello europeo per gli

³⁷ Direttiva 2009/72/CE, Capo VI, art. 28

³⁸ *Idem*, capo IX, art. 35

³⁹ Concetto originato dalla pratica della giurisprudenza antitrust USA in riferimento all'attività di regolazione dell'accesso alle reti fisse ferroviarie, energetiche e di telecomunicazione. In: G. Pireddu, "Economia dell'energia, i fondamenti", Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p.276

scambi di energia e quindi di una cooperazione fra gli Stati più efficace possibile che tuteli anche un servizio di pubblica utilità, è stata istituita l'ACER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, tramite il Regolamento (CE) n. 719/2009.

Essa coordina a livello europeo le operazioni dei regolatori dell'energia degli Stati membri, cioè enti designati dai paesi dell'UE per assicurare il corretto funzionamento dei rispettivi mercati energetici, facendo sì che i fornitori di energia adempiano ai loro obblighi e che i consumatori ricevano un servizio affidabile a un prezzo equo.

Riveste un ruolo centrale nello sviluppo di una rete e di regole di mercato in tema di elettricità e gas valide per tutta l'Unione nell'ambito degli obiettivi delle politiche energetiche generali dell'UE.

Nello specifico, fornisce pareri e raccomandazioni non vincolanti ai gestori dei sistemi di trasmissione, alle autorità di regolamentazione, al Parlamento europeo, al Consiglio e alla Commissione europea. Si occupa del monitoraggio dei mercati UE dell'elettricità e del gas naturale, in particolare per quanto riguarda i prezzi di vendita al dettaglio e l'accesso alla rete, compresa l'elettricità proveniente da fonti energetiche rinnovabili. Ha un bilancio proprio, finanziato attraverso una sovvenzione dell'UE, ma anche tramite contributi volontari nazionali⁴⁰.

A partire dalla sua nascita, le sono stati attribuiti nuovi poteri, seguendo le evoluzioni del mercato interno e intervenendo sulle sue debolezze. Dal 2011, infatti, l'Agenzia ha ricevuto degli incarichi aggiuntivi ai sensi del regolamento REMIT⁴¹, cioè il regolamento sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia, per evitare situazioni di insider trading nel settore energetico, cioè compravendita di titoli sulla base di un vantaggio informatico, e quindi di manipolazioni di mercato.

Per quanto riguarda, invece, i progetti di infrastrutture energetiche transeuropee, dal 2013⁴² l'Agenzia è responsabile della designazione e del monitoraggio dei progetti di interesse comune.

⁴⁰ Regolamento (CE) n. 719/2009, disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=URISERV%3Aen0013>

⁴¹ Regolamento (UE) n. 1227/2011, disponibile al link: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv:180201_1

⁴² Regolamento (UE) n. 347/2013, disponibile al link: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/AUTO/?uri=uriserv:180202_1

Al 2016, quindi, la missione dell'Agenzia risulta così delineata: ruolo centrale nella definizione a livello di UE delle norme disciplinanti la rete e il mercato in vista del rafforzamento della concorrenza; coordinamento delle iniziative regionali e interregionali, favorendo l'integrazione del mercato; vigilanza sul lavoro delle reti europee dei gestori dei sistemi di trasmissione (REGST) e in particolare sui loro piani di sviluppo di reti a livello UE; monitoraggio sul funzionamento dei mercati del gas e dell'elettricità in generale, e del commercio all'ingrosso dell'energia in particolare⁴³.

1.4 Obiettivo “sostenibilità ambientale”: il ruolo guida dell'Unione Europea

Il problema del *climate change* è stato affrontato dall'Unione Europea fin dal suo apparire sulla scena internazionale, con il Protocollo di Kyoto dell'11 Dicembre 1997. Il Protocollo è entrato in vigore solo il 16 febbraio 2005 a seguito della ratifica da parte della Russia. Infatti, perché il trattato potesse entrare in vigore era necessario che venisse ratificato da 55 Paesi che complessivamente rappresentassero non meno del 55% delle emissioni di gas-serra globali, un obiettivo raggiunto con la sottoscrizione Russia. Secondo i dati pubblicati dal World Resources Institute, nel 1991 l'Unione Sovietica nel pieno della sua crisi deteneva il record delle emissioni di CO₂⁴⁴. Il trattato fu pesantemente condizionato, fin dai suoi esordi, dalla mancata adesione degli Stati Uniti, che nel 2001 generavano da soli il 36,2% delle emissioni globali. Inoltre, altri paesi firmatari, come Cina e India, vennero esonerati dagli obblighi previsti dal trattato perché non ritenuti tra i maggiori responsabili delle emissioni nocive nel precedente periodo di industrializzazione. L'Unione Europea, invece, avrebbe dovuto ridurre le emissioni di gas serra dell'8% rispetto ai valori registrati nel 1990. Per raggiungere questo obiettivo e rispettare magistralmente il Protocollo, essa metterà in atto una serie di politiche e di strumenti legislativi che

⁴³Missione e obiettivi dell'ACER, disponibili al sito: http://www.acer.europa.eu/it/The_agency/Mission_and_Objectives/Pagine/default.aspx

⁴⁴ Per una ricognizione storica delle emissioni di anidride carbonica, si veda l'articolo di J. Friedriche e T. Damassa per il World Resources Institute, al link: <http://www.wri.org/blog/2014/05/history-carbon-dioxide-emissions>

avranno un ruolo guida nel panorama mondiale di sostenibilità ambientale. Saranno trattati in dettaglio nei paragrafi successivi.

Esattamente dopo quindici anni e un giorno, il 12 Dicembre 2015, alla fine della Conferenza delle Parti (COP 21) è stato concordato a Parigi il testo del trattato internazionale volto a contrastare il cambiamento climatico. L'accordo punta a limitare il riscaldamento globale tra 1,5°C e 2°C. L'obiettivo è ambizioso ma il testo è debole, sebbene 175 Paesi abbiano già firmato il trattato nella sede dell'ONU a New York, lo scorso Aprile 2016. Certo, è un'importante dichiarazione d'intenti e presa di coscienza dell'impatto dannoso delle emissioni climalteranti, ma è l'ennesima dichiarazione d'intenti. Il gap tra l'obiettivo e il risultato sta nell'oggettività del contesto mondiale presente. I Paesi in via di sviluppo, tra cui l'India, la Cina, il Brasile, reclamano il loro diritto di industrializzazione e crescita economica come fu per il Regno Unito che nel 1850 si attestò al primo posto nella classifica dei paesi più inquinanti grazie all'avvio del suo sviluppo industriale. Oggi, 23 Paesi in via di sviluppo sono protagonisti di uno sviluppo industriale che mal si concilia con la sostenibilità ambientale, a causa degli elevati fabbisogni di fonti fossili e le grandi disponibilità di esse sul loro territorio nazionale.

L'Unione Europea, da parte sua, ha fatto propri gli obiettivi di tutela ambientale con una serie di direttive volte al sostegno delle fonti rinnovabili con incentivi economici e disincentivi all'inquinamento industriale e nell'edilizia, oltre a disposizioni in merito all'efficienza energetica e all'utilizzo maggiore di impianti di cogenerazione. Da quando, nel 1992, le azioni volte al contrasto del cambiamento climatico sono state prese in considerazione sotto forma di principi generali durante la *Convenzione sui cambiamenti climatici*, il legislatore europeo ha rivolto la sua attenzione alle fonti rinnovabili presentando una serie di atti che, come consuetudine nel diritto dell'UE, vanno da documenti di ricognizione sul tema ad atti da recepire nelle varie legislazioni nazionali:

- Il Libro Bianco del 1997 *Energia per il futuro: Le fonti energetiche rinnovabili*, un piano di azione inteso ad aumentare la penetrazione di mercato di queste importanti fonti di energia.

- Il Libro Verde del 2001 *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, che invoca un effettivo cambiamento del comportamento dei consumatori, evidenzia l'importanza dello strumento fiscale per orientare la domanda verso consumi più razionali e più rispettosi dell'ambiente. I settori del trasporto e dell'edilizia sono invece oggetto di una politica attiva di risparmio energetico e di diversificazione a favore delle fonti di energia meno inquinanti;
- La Direttiva 2011/77/CE *sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*, che indica obiettivi nazionali per il consumo di energia elettrica "verde", valuta i sistemi nazionali di sostegno ai produttori di energia elettrica "verde" anche in merito all'equa connessione di essi alla rete elettrica nazionale, suggerisce lo snellimento delle procedure amministrative per i nuovi produttori;
- La Direttiva 2002/91/CE *sul rendimento energetico nell'edilizia*, in particolare sulle prestazioni energetiche degli edifici, che introduce un sistema di certificazione degli edifici di nuova costruzione ed esistenti in base a requisiti minimi sul rendimento energetico e sulle temperature raccomandate per gli ambienti interni, oltre che una perizia specifica sulle caldaie e in generale sugli impianti di riscaldamento e raffreddamento;
- La Direttiva 2004 /8/CE *sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile al mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 1992/42/CE*, che ribadisce l'uso crescente della cogenerazione orientato al risparmio di energia primaria, indicando questi impianti come uno strumento utile anche alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici⁴⁵.
- La Direttiva 2006/32/CE *concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici recante abrogazione della Direttiva 1993/76/CE*, che impone agli stati membri di misurare la riduzione dei consumi da gennaio 2008 per raggiungere nel 2015 un obiettivo nazionale di risparmio energetico del 9%.

⁴⁵ B. Pozzo, "Le politiche energetiche comunitarie, una analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili", Giuffrè Editore, Milano 2009, p. 53

1.4.1 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi al 2020 e al 2050

Il quadro europeo di norme comuni per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la promozione del suo impiego è attualmente rappresentato dalla Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, *sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*. Questa è una Direttiva cardine nella politica energetica e ambientale europea, e si prevede che i prossimi interventi normativi, attesi entro il prossimo Novembre 2016, partiranno proprio dalla sua modifica. Essa deve essere inquadrata all'interno del Pacchetto Energia e cambiamenti climatici dell'UE che ha dato vita, nel marzo 2010, alla Strategia Europa 2020. La Direttiva in questione, infatti, indica tre obiettivi da raggiungere entro il 2020: aumentare al 20% la quota delle fonti rinnovabili sui consumi totali, ridurre le emissioni di gas serra del 20 % rispetto ai livelli del 1990 e ridurre i consumi totali di energia del 20 % entro il 2020 attraverso una maggiore efficienza negli usi finali.

L'orizzonte temporale a cui il legislatore guarda è un decennio. Un decennio durante il quale la *governance* multilivello dell'UE lavora di semestre in semestre verificando che gli strumenti usati dagli Stati membri siano coerenti con gli obiettivi presenti sia nella Direttiva che nella Strategia. Agli Stati membri è infatti lasciata discrezionalità nella redazione dei Programmi Nazionali di Riforma, che presentati dai singoli paesi nel mese di aprile di ogni anno, insieme ai programmi di stabilità e convergenza. I programmi nazionali di riforma contengono gli obiettivi che ogni paese si è posto in funzione di quelli stabiliti a livello dell'UE e illustrano come i Governi intendono conseguirli. La parola chiave della Strategia Europa 2020 è «Crescita»: intelligente, sostenibile, solidale. Le azioni che l'UE intende intraprendere in quest'ottica, riguardano cinque ambiti d'azione: l'occupazione, l'innovazione, l'istruzione, la riduzione della povertà, i cambiamenti climatici/ strategia. Si conferma ancora una volta il carattere strategico della tematica energetica, questa volta necessaria non solo alla competitività del sistema produttivo europeo nel mercato globale, ma anche a una crescita in termini di maggiore occupazione e produzione dopo la crisi economico e finanziaria⁴⁶, una crescita che però deve essere sostenibile.

⁴⁶ Testo presentato dalla Commissione Europea a Marzo 2010, disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:IT:PDF>

Crescita sostenibile, come si legge nel documento di presentazione della Strategia Europa 2020, significa costruire un'economia a basse emissioni di CO₂ oltre che tutelare l'ambiente, ridurre le emissioni e prevenire la perdita di biodiversità, servirsi del ruolo guida dell'Europa per sviluppare nuove tecnologie e metodi di produzione compatibili con la tutela dell'ambiente, introdurre reti elettriche intelligenti ed efficienti. Aiutare, inoltre, sia le piccole aziende industriali e le piccole e medie imprese sfruttando le reti su scala europea per conferirgli un vantaggio competitivo, sia i consumatori nel fare scelte informate con chiarezza delle informazioni.

Come si supera il gap di una maggiore crescita economica, quindi più produzione e più energia, e di un 'economia a basse emissioni di anidride carbonica? La promozione della crescita sostenibile, secondo l'UE, deve avvenire tramite due iniziative prioritarie, cioè miglioramento dell'efficienza energetica, maggiore sicurezza energetica, soluzioni di economia "verde". L' eccessiva dipendenza dai combustibili fossili, infatti, espone i consumatori e le imprese a eventuali forti aumenti dei prezzi, minacciando la sicurezza economica. Secondo la Commissione, infatti, centrando gli obiettivi energetici si potrebbero risparmiare entro il 2020 60 miliardi di euro sulle importazioni di petrolio e gas, mentre una ulteriore integrazione del mercato energetico europeo potrebbe comportare una crescita del PIL dello 0,6-0,8%.

Facendo fronte al 20% del fabbisogno energetico dell'Europa con fonti di energia rinnovabili si potrebbero creare oltre 600.000 posti di lavoro nell'UE, nonché altri 400.000 se si consegue l'obiettivo della riduzione del 20% della domanda⁴⁷.

La Direttiva sulle fonti rinnovabili del 2009, uno degli strumenti legislativi per attuare la strategia Europa 2020; modifica e abroga le precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, crea un quadro comune per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nell'UE in modo da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere sistemi di trasporto più puliti. A tal fine, fissa obiettivi per tutti i paesi dell'UE, allo scopo di portare la quota delle fonti rinnovabili al 20 % e al 10 % specificatamente per il settore dei trasporti entro il 2020. Appare da subito chiara l'importanza del coordinamento fra le politiche dei singoli Stati membri e le azioni del settore privato per l'efficacia del risultato:

⁴⁷ *Idem*, secondo i dati presentati nel documento Strategia Europa 2020

“la principale finalità di obiettivi nazionali obbligatori è creare certezza per gli investitori nonché stimolare lo sviluppo costante di tecnologie capaci di generare energia a partire da ogni tipo di fonte rinnovabile. Non è pertanto opportuno rinviare la decisione sul carattere obbligatorio di un obiettivo in attesa di eventi futuri.”⁴⁸

Infatti, ogni paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, stabilendo una quota da fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica. Questa quota può essere anche frutto di scambi di energia rinnovabile sia fra Stati membri che con paesi non appartenenti all'UE, a condizione che l'energia sia consumata nell'Unione e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.

Viene poi lasciata discrezionalità agli Stati Membri riguardo i regimi di sostegno⁴⁹ nazionale alle rinnovabili, perseguendo la certezza del diritto utile agli investitori, soggetti cruciali per lo sviluppo di nuove ed efficienti tecnologie.

In seguito, il legislatore europeo fa riferimento anche alla struttura dei prezzi dell'energia. Essi devono riflettere i costi esterni della produzione e del consumo di energia compresi i costi ambientali, sociali e sanitari. È compito del settore pubblico, secondo la Direttiva, promuovere l'utilizzo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, almeno finché le tariffe elettriche nel mercato interno non riflettano pienamente i costi ambientali e sociali esterni e i vantaggi delle fonti energetiche utilizzate.

Un'altra menzione dei costi è fatta anche in relazione all'accesso dei nuovi produttori di energia rinnovabile alla rete di trasmissione e distribuzione. La Commissione aveva già stabilito la priorità di accesso delle rinnovabili alla rete con la Direttiva 2003/54/CE, e si sottolinea che i relativi costi di connessione dovrebbero essere oggettivi, trasparenti e non discriminatori e si dovrebbero tenere in debito conto i

⁴⁸ Direttiva 2009/28/CE, disponibile al sito: eur-lex.europa.eu

⁴⁹ Secondo la definizione data all'art. 1 della Direttiva 2009/28/CE, «regime di sostegno» è: strumento, regime o meccanismo applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di dette energie. Ciò comprende, ma non in via esclusiva, le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili, compresi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto dei prezzi, ivi comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni.

benefici apportati alle suddette reti dai produttori integrati di elettricità da fonti energetiche rinnovabili e dai produttori locali di gas da fonti rinnovabili⁵⁰.

Gli Stati elaborano i loro piani nazionali in ottemperanza alle disposizioni contenute nella Direttiva e se non riescono a raggiungere la quota obiettivo con la produzione interna, devono calcolare una stima della domanda di energia da fonti rinnovabili da soddisfare con gli scambi, fino al 2020. Inoltre, con specifico riferimento all'elettricità, l'art. 4 comma 3, dispone che il consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili è calcolato come quantità di elettricità prodotta in uno Stato membro da fonti energetiche rinnovabili, escludendo la produzione di elettricità in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata (che non sono quindi considerate centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili).

Le ultime novità in materia riguardano un orizzonte temporale più lungo e fanno riferimento agli anni 2030 e 2050. Gli obiettivi “clima-energia” al 2030 sono stati dettati dal Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014. Prevedono una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri per i settori non-ETS (cioè i settori non inclusi nel Emission Trading System); una quota maggiore di rinnovabili (+27%) sui consumi finali di energia vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri; una riduzione del 27% della domanda di energia, non vincolante ma suscettibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%⁵¹.

Il passaggio a una economia a basse emissioni di carbonio entro il 2050, invece, è stato prospettato dalla Commissione con la Comunicazione Energy Roadmap 2050 COM(2011)885/2, tramite una riduzione dei livelli di gas a effetto serra tra l'80 e il 95% rispetto ai livelli del 1990. Nella Comunicazione sono mostrati i possibili scenari di evoluzione del sistema energetico per il raggiungimento della sostenibilità di lungo periodo, che si basano su una diversa combinazione di fattori-chiave per la “decarbonizzazione” del sistema energetico come l'efficienza negli usi finali, le fonti rinnovabili, il nucleare, la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica.

⁵⁰ *Idem*

⁵¹ Secondo i dati pubblicati dal GSE, al link: <http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Aste%20CO2/CO2%20nel%20Pacchetto%20Clima-Energia/Pagine/default.aspx>

Questo scenario è stato ritenuto economicamente praticabile⁵², considerando anche che il costo di trasformazione del sistema energetico non dovrebbe risultare maggiore di quello calcolato sulla base delle politiche correnti, risultando in alcuni casi anche inferiore. L'opzione principale è rappresentata dall'efficienza energetica, soprattutto per gli edifici che potranno arrivare a produrre più energia di quella consumata e le tecnologie di *storage* diventeranno indispensabili.

Nello scenario di “decarbonizzazione” dell'Agenzia Internazionale dell'Energia dell'OCSE, il cosiddetto “Scenario 450”, esiste il rischio che le politiche volte ad ottenere una concentrazione di gas a effetto serra di 450ppm a metà del secolo, si rivelino inefficaci. Ciò, come ricordavamo prima, a causa dell'elevato fabbisogno di energia dei Paesi in via di Sviluppo. Nello “Scenario 450”, infatti, si prevede una limitazione importante dei consumi di carbone, petrolio e gas naturale, risorse di cui alcuni Paesi in via di sviluppo dispongono in abbondanza e che per ovvie motivazioni di carattere economico e politico vorrebbero continuare a sfruttare.

La tecnologia che potrebbe risultare utile a superare questo gap, è quella della cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica. Si tratta di un processo che consente di sequestrare la CO₂ sia dalle centrali elettriche a carbone, sia dai siti industriali. Il gas viene raccolto prima che venga immesso nell'atmosfera, quindi viene liquefatto e convogliato al sito sotterraneo di stoccaggio. I siti di stoccaggio prevedono, inoltre, la costruzione di barriere tra il sito stesso e la superficie. Questa tecnologia, osservano i ricercatori, non è risultata rischiosa per la salute come dimostrato da una ricerca condotta in Sicilia, ed evita che la CO₂ prodotta dalle centrali elettriche e da alcuni processi industriali, che giocheranno un ruolo importante nei prossimi 50 anni, contribuisca al riscaldamento globale⁵³.

È evidente che servono grandi investimenti in nuove tecnologie, stimati in 51mila miliardi di dollari, di cui 11mila miliardi solo nella generazione elettrica. A livello europeo i progetti di ricerca e innovazione rientrano nel quadro finanziario e pluriennale comunitario «Horizon 2020», che prevede il rafforzamento dei partenariati

⁵²V. Abbadessa. A. Fidanza, “*Energy Roadmap 2050*”, ENEA, 2012 disponibile al link: <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/EAI/anno-2012/n.-1gennaio-febbraio-2012-1/world-view/energy-roadmap-2050>

⁵³ ANSA, “*Lo stoccaggio della CO₂ non è rischioso*”, 12 settembre 2015. Articolo disponibile al link: http://www.ansa.it/scienza/notizie/rubriche/energia/2011/09/12/visualizza_new.html_724166800.html

con l'industria e con gli Stati membri e la creazione di poli europei di ricerca per diffondere su vasta scala le nuove tecnologie energetiche altamente efficienti.

1.5 Focus: il Trattato di Lisbona e la gradualità della politica europea di liberalizzazione

L'Unione Europea ha legiferato fin dagli anni '90 sia sul piano del mercato unico dell'energia, sia su quello della sostenibilità ambientale. Lo ha fatto con l'obiettivo di competere per ottenere il primato nel mercato energetico e il ruolo guida nella battaglia al cambiamento climatico. Questa volontà si è manifestata fin dalla nascita di una Comunità Europea inizialmente solo economica e si è fatta sempre più stringente con le crisi energetiche degli anni '70. Da allora, ogni intervento volto alla creazione di un mercato unico dell'energia si è scontrato con la sovranità nazionale difesa dagli Stati Membri. Non è stato semplice inserire una base giuridica all'interno dei Trattati che desse piena legittimità alla Commissione per intervenire nella materia energetica. Gli Stati Membri hanno dimostrato non poche reticenze ma le Direttive degli anni '90 hanno trovato la loro legittimità nell'obiettivo «mercato unico», considerando implicitamente l'energia come un bene da mettere nelle condizioni di circolare liberamente.

Lo spartiacque è rappresentato dal Trattato di Lisbona del 2007 che risponde alla necessità di riformare la struttura e il funzionamento dell'UE. Esso ha riformato le diverse politiche dell'Unione Europea, ridefinendo e rafforzando le azioni intraprese a livello europeo. Esso ha abolito la vecchia struttura a pilastri e l'ha sostituita con una nuova ripartizione delle competenze tra l'UE e gli Stati membri. Tra queste competenze è rientrata anche quella energetica con un intero capitolo dedicato ad essa, che la definisce come «competenza concorrente» fra Stati e Unione, basata sul principio di sussidiarietà verticale.

Da questo momento in poi, l'azione dell'Unione Europea in materia energetica si fa più stringente. Nel 2009 viene data una spinta al mercato unico energetico interconnesso e sostenibile con una serie di Direttive che, come abbiamo visto, rappresentano strumenti chiave per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, non solo in Europa ma a livello globale.

Mentre l'Unione è entrata a gamba tesa nella questione ambientale, l'obiettivo di liberalizzazione del mercato elettrico è stato invece perseguito gradualmente, vista la complessità di esso. Infatti, l'apertura alla concorrenza è stata disposta gradualmente, abbassando la soglia di consumo per l'idoneità dei clienti ammessi a scegliere liberamente il proprio fornitore sul mercato. Con la prima Direttiva 96/92/CE, i clienti idonei vengono individuati progressivamente nel seguente modo:

- dal 19 febbraio 1999: clienti con consumo superiore a 40 GWh annui;
- dal 19 febbraio 2000: clienti con consumo superiore a 20 GWh ;
- dal 19 febbraio 2003: clienti con consumo superiore a 9 GWh.

Successivamente, la Direttiva 2003/54/CE è ritornata sull'apertura alla concorrenza ma ancora gradualmente. I clienti idonei sono stati così individuati :

- Fino al primo Luglio 2004, tutti i clienti idonei di cui alla Direttiva 96/92/CE;
- A partire dal primo Luglio 2004, tutti i clienti non civili;
- A partire dal 2007, tutti i clienti.

Un'altra espressione della gradualità di questa politica è in relazione alla separazione delle attività della filiera. Inizialmente, il legislatore europeo punta alla separazione almeno gestionale del gestore della rete di trasmissione dalle altre attività non connesse al sistema di trasmissione. Prevede, inoltre, la separazione contabile per generazione, trasmissione e distribuzione. Successivamente, nel 2003, viene imposta la separazione societaria e gestionale dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione dall'impresa elettrica integrata. Quest'ultima deve anche tenere conti separati per ciascuna attività di trasmissione e distribuzione.

L'approccio graduale è giustificato dal fatto che i mercati energetici nazionali sono caratterizzati da ingenti investimenti a medio-lungo termine e da una grande quota di clienti, la cui entrata nel libero mercato avrebbe comportato perdite per gli *incumbent* nazionali. La politica energetica europea ha quindi operato un compromesso fra gli interessi delle grandi imprese elettriche nazionali e le garanzie di tutela del consumatore. Ciò per permettere all'industria elettrica di adattarsi flessibilmente al cambiamento in modo da fornire alle famiglie un servizio di qualità a prezzi moderati.

CAPITOLO II

L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

2.1 Breve storia del sistema elettrico

2.1.1 *Dagli inizi del Novecento alla fine degli anni '70*

L'energia elettrica di per sé non esiste in natura. Essa deve essere prodotta, ricavandola da fonti primarie, all'interno delle centrali elettriche. La produzione di energia elettrica nazionale rientra in quello che viene definito «sistema elettrico», articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione.

La caratteristica del bene elettricità, che influisce sull'intero sistema, è quella di non essere immagazzinabile. Per questo motivo, offerta e domanda di essa devono essere coordinate in maniera continua, attraverso il cosiddetto «dispacciamento» che avviene in fase di trasmissione dell'energia elettrica ad alta tensione.

Le basi moderne del sistema sono state poste nel XIX secolo grazie a varie scoperte scientifiche e applicazioni tecnologiche come la pila di Volta e il trasformatore di Tesla. I primi impianti di generazione elettrica, però, erano molto lontani dalla configurazione che hanno oggi. Infatti, essi erano costruiti per servire singole applicazioni e non avevano una rete di distribuzione dell'energia prodotta che non fosse quella interna all'azienda utilizzatrice⁵⁴. Una sorta di autoconsumo a produzione decentralizzata senza l'aggancio a una rete più vasta, che non faceva ancora pensare al concetto di monopolio naturale. Il tema della costruzione di un *network* ampio non si presentò nemmeno quando si pensò per la prima volta di vendere energia elettrica a utenze diversificate, come accadde a New York nel 1882 e subito dopo a Milano, quando Edison costruì sei generatori per sostituire l'illuminazione a gas della Scala e delle utenze limitrofe con quella elettrica⁵⁵. Questi impianti, infatti, avevano le stesse caratteristiche di quelli isolati perché consistevano

⁵⁴ G.B. Zorzoli “*Strano mercato quello elettrico*”, Barbera Editore, Lavis 2008, p.9

⁵⁵ *Idem*

in una breve rete elettrica con delle lampade all'estremità, illuminate da un motore termico azionante una dinamo, quindi ancora generazione in corrente continua.

In Italia, gli impianti isolati che servivano le unità industriali restarono la soluzione in uso fino al 1915, mentre nel settore urbano, la trazione elettrica si sviluppò già nel 1895 con una lunghezza di 18,9 km e una potenza di 870 kW⁵⁶.

Il 1895 è anche l'anno che segna il consolidamento del settore, grazie ai finanziamenti provenienti dall'*Elektrobank* di Zurigo alla neonata industria elettrica. Data la sua complessità tecnologica, anche in Italia il settore si sviluppò grazie all'aiuto di banche nazionali come Credito Italiano e Banca Commerciale, oltre che alla stessa *Elektrobank* che finanziò le Officine Elettriche Genovesi. Quest'ultima era un'impresa privata che aveva un ruolo predominante nella produzione e distribuzione di energia elettrica per l'illuminazione e la trazione. Fu liquidata nel 1967, in seguito al processo di nazionalizzazione del settore.

All'inizio del suo sviluppo, quindi, il settore contava su una serie di imprese controllate da gruppi svizzeri e tedeschi per il 40% del comparto. Dopo il primo conflitto mondiale, la tendenza fu quella di proteggere il settore, considerato strategico, con una legislazione d'emergenza incentrata sugli incentivi per l'elettrificazione del trasporto ferroviario che diedero un nuovo impulso al settore.

La presenza privata nel settore elettrico è stata molto importante per il suo sviluppo e fino al 1962, anno di costituzione dell'ENEL, la parte più significativa del mercato elettrico era suddivisa fra cinque gruppi, di cui tre privati: l'Edison, attiva in Lombardia e Liguria, la Centrale in Toscana e Lazio, la Sade in Triveneto; e due pubblici: la SIP in Piemonte e la SME nell'Italia meridionale⁵⁷. Il tipo di fonte inizialmente utilizzato per la generazione elettrica fu quella idrica per la grande disponibilità presente sul territorio nazionale. Con l'invenzione del trasformatore, si riuscì a diminuire le perdite di rete poiché queste sono maggiori nel trasporto di energia a bassa tensione e il trasformatore permetteva di aumentare il voltaggio.

Pertanto, alla fine del 1800, l'industria elettrica italiana si trovava in una posizione di avanguardia nella trasmissione: basti pensare alla linea realizzata dalla centrale della Edison, lunga quasi 13 chilometri e a 13.500 volt, rispetto ai 6.000 volt

⁵⁶ *Ibidem*, p. 11

⁵⁷ *Ibidem*, p. 15

della linea di Heidelberg in Germania. La fonte idrica registrò un forte sviluppo fino agli anni '50, quando iniziò lo sviluppo della generazione per via termica. In Europa, tranne in Francia che seguì la via idroelettrica, tutti gli altri paesi industrializzati sfruttarono le miniere di carbone. Nel continente europeo la domanda di elettricità crebbe fino a superare quella degli Stati Uniti nel 1938, anche grazie alla diffusione di essa negli usi domestici e successivamente nell'agricoltura.

Dalla sua origine al suo sviluppo, quindi, il settore si configurò come essenzialmente oligopolistico, a motivo dell'importanza degli investimenti finanziari diretti per lo sviluppo di tecnologie adeguate ai vari usi finali.

2.1.2 Nazionalizzazione e struttura tariffaria

Dopo il secondo conflitto mondiale, le teorie economiche keynesiane guidarono l'azione dei governi per risollevare i Paesi messi a dura prova dalla guerra. Ciò significò sostanzialmente assumere il controllo pubblico dei settori industriali considerati strategici, fra cui quello elettrico. Questa tendenza fu comune a tutta l'Europa e diede vita ai grandi *players* nazionali del settore che più tardi diventeranno gli *incumbent* di un mercato ormai aperto alla concorrenza.

In Francia, nel 1946, fu approvata la legge che istituiva un unico ente economico verticalmente integrato, l' *Electricité de France* (EdF). La situazione precedente alla legge era quella di un oligopolio nella generazione con cinque produttori che da soli fornivano più di un terzo dell'energia elettrica complessiva. È importante ricordare che EdF, dopo la metà degli anni '70, diventò una delle più grandi produttrici di energia nucleare per capacità installata. Nel periodo del dopoguerra, infatti, accanto alla strategia delle nazionalizzazioni, si sviluppò quella di utilizzo di energia prodotta da impianti nucleari⁵⁸.

In Gran Bretagna, il paese precursore delle liberalizzazioni in Europa, troviamo un primato anche nella presenza diretta dello Stato nel settore elettrico,

⁵⁸ Questa fonte, sebbene non sia dannosa dal lato delle emissioni climalteranti, presenta non pochi problemi nella fase della gestione delle scorie. Ciò, sommato agli investimenti ingenti, rischiosi e a lungo termine, oltre al problema di impatto sull'opinione pubblica, non ha promosso il suo sviluppo in Italia. Il tema meriterebbe un'ampia analisi e una trattazione a parte, vista la sua interdipendenza con gli obiettivi climatici.

risalente infatti al 1926. In quell'anno, fu istituito un ente pubblico con l'obiettivo di realizzare la rete di trasmissione: il *Central Electricity Board*. Ciò diede vita a un sistema elettrico interamente integrato, con una rete a una tensione molto alta per l'epoca, che consentì di ridurre i prezzi all'utenza. Il comparto della distribuzione era però molto frammentato tra aziende private ed enti municipalizzati, pertanto sulla scia dei successi del *Central Electricity Board*, il governo laburista nazionalizzò il settore nel 1948: produzione e trasmissione furono affidate al *Central Electricity Generating Board*, in Inghilterra e Galles, mentre la distribuzione fu suddivisa fra dodici enti regionali. Questa configurazione restò invariata fino alla privatizzazione del 1957.

In Italia, dopo un primo calo della domanda di energia nel periodo post-bellico, ci fu un boom dovuto soprattutto al consumo di gas naturale tra il 1950 e il 1963, mentre la produzione elettrica crebbe in maniera contenuta, con una media dell'8,1% all'anno⁵⁹. Sempre in quel periodo, si fece forte la convinzione che l'energia nucleare avrebbe avuto un forte peso nella produzione elettrica degli anni a venire. Nacquero vari comitati di ricerca sul versante pubblico per indagare le possibilità di sviluppo di questa fonte (Comitato Nazionale per la Ricerca Nucleare poi diventato Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare-CNEN), così come nacquero sul versante privato (CISE, società composta da Edison, Cogne, Fiat, Sade, Montecatini).

L'attenzione sia pubblica che privata sul tema del nucleare, il miracolo economico degli anni '60, portarono alla ribalta il tema della programmazione economica e quello della politica energetica. La teoria keynesiana dava un ruolo rilevante all'amministrazione pubblica nei settori strategici per la crescita economica del Paese. Così, con la legge del 6 dicembre 1962, nasceva una struttura ad hoc per la gestione da parte dello Stato del sistema elettrico⁶⁰: l'Ente nazionale per l'energia elettrica (ENEL).

L'art. 1 della Legge n. 1643, sanciva l'ENEL come ente economico con personalità giuridica di diritto pubblico, al quale era affidato il monopolio nelle attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione,

⁵⁹ *Ibidem*, p. 25

⁶⁰ Legge 6 dicembre 1962, n. 1643 "Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche". Disponibile al link: <http://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1962-12-12&atto.codiceRedazionale=062U1643>

distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta. L'obiettivo d'interesse pubblico era quello di provvedere al potenziamento degli impianti, allo scopo di assicurare costi minimi di gestione e di garantire una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze dello sviluppo del Paese.

A vigilare sull'Attività dell'ENEL era il Ministro per l'Industria e il Commercio. L'attività stessa era svolta secondo le direttive di un Comitato di Ministri, presieduto dal Presidente del Consiglio dei Ministri e composto dei Ministri per il Bilancio, per il Tesoro, per l'Industria e il Commercio, per i Lavori Pubblici, per le Partecipazioni Statali e per l'Agricoltura e Foreste.

Gli azionisti delle società elettriche private vennero indennizzati dall'ENEL a condizioni molto favorevoli: l'indennizzo era previsto in dieci anni, un tempo relativamente breve, durante il quale il sistema bancario avrebbe anticipato le rate di indennizzo. Nel primo periodo di vita, quindi, l'ENEL si trovò in condizioni finanziarie difficili dato che non aveva un proprio fondo di dotazione e doveva corrispondere i rimborsi accelerati alle ex- aziende elettriche. Secondo la legge, restavano in vita gli autoproduttori⁶¹ e le aziende municipalizzate. I primi avevano l'obbligo, però, di vendere ad ENEL l'elettricità prodotta in più rispetto al loro fabbisogno, mentre i secondi quella prodotta in più rispetto al fabbisogno dei propri utenti. Entrambi a tariffe prefissate ma con la possibilità di mantenere, oltre alla generazione, anche le linee elettriche di cui erano proprietari. I piccolissimi produttori, invece, ogni volta che avessero superato la produzione di 10 GWh, potenza massima di produzione che li caratterizza, sarebbero stati assorbiti da ENEL.

Le tariffe elettriche erano fissate dal Comitato interministeriale Prezzi (CIP), organo che secondo la legge istitutiva n° 374/1944 aveva il compito di evitare crisi inflazionistiche e riuniva sotto la Presidenza del Consiglio i ministri economici. Le sue funzioni furono soppresse nel 1993 e furono trasferite al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE). Le tariffe elettriche erano state unificate a livello nazionale sia per l'ENEL che per le municipalizzate. La loro struttura era caratterizzata da una tariffa binomia composta da una quota fissa e una variabile: quella fissa era legata alla potenza massima impegnata dal cliente secondo contratto; quella

⁶¹ Considerati tali se almeno il 70% dell'energia prodotta era consumata in fabbrica

variabile era proporzionale al consumo di energia. Entrambe si basavano sulla differenza fra classi di utenza: residenziale, commerciale, industriale, agricola, illuminazione pubblica, in modo tale da ripartire meglio i costi sostenuti dall'impresa elettrica.

Questa struttura tariffaria era in vigore dal 1961, già da prima della nazionalizzazione. Successivamente, furono fatte delle modifiche che si discostavano dal modello ideale di ripartizione dei costi e compensazione di essi. Fu introdotta, infatti, una fascia sociale con lo scopo di garantire una tariffa accessibile per gli utenti deboli. Questa era una tariffa a un prezzo «politico» per le utenze domestiche con potenza impegnata inferiore a 3kW, mentre penalizzava quelle con potenza superiore. Ciò interessò circa il 95% dell'utenza domestica, con un vantaggio generalizzato indipendente dal reddito degli utenti, mitigato solo in parte dall'introduzione della progressività al crescere del consumo. Furono introdotte delle agevolazioni per le industrie energivore e così l'onere di riequilibrare le tariffe fu addossato quasi interamente alle piccole imprese industriali, artigianali e del terziario, che da questa struttura tariffaria non traevano vantaggi⁶².

Solo nel 1980 furono introdotte le tariffe multiorarie, cioè differenziate in base agli orari di consumo, o del giorno feriale o festivo. Per le loro caratteristiche, esse facevano sì che l'andamento temporale del fabbisogno di energia variasse e non si appiattisse come nel caso delle tariffe binomie che avevano un onere fisso corrispondente alla potenza massima a disposizione. In altri termini, l'onere fisso non teneva conto della diversa rilevanza sul piano economico del consumo di energia elettrica nelle diverse fasce orarie e quindi non incentivava l'utente a spostare la richiesta di energia elettrica verso le fasce orarie di bassa domanda.

La situazione cambiò di nuovo con la prima crisi energetica del 1973, dopo il forte rincaro del petrolio e il conseguente aumento delle tariffe. Venne introdotto un sovrapprezzo termico, indipendente dalla tariffa, per proteggere i produttori dal rincaro dell'olio combustibile su cui si basava gran parte della generazione elettrica dell'epoca. Il problema del sovrapprezzo fu quello che il suo valore non si adeguava automaticamente ai prezzi dei vari tipi di olio e fonti fossili utilizzati nel 1973 e presi

⁶² *Ibidem*, p. 29

come riferimento. Il suo valore, infatti, doveva essere soggetto ad approvazione da parte del CIP che ne ritardava l'aumento in maniera strategica nei periodi di forte inflazione, in modo da contenere la corsa in alto dei prezzi, come avvenne anche per i prodotti petroliferi.

Durante le successive crisi energetiche, l'ENEL dovette ricorrere all'indebitamento per far fronte al rincaro dell'olio combustibile, e i relativi oneri finanziari continuarono a essere stabiliti dal CIP. Queste si riversarono in bolletta, ovviamente, pesando sul consumatore finale. Molto di più avrebbe pesato la crisi dello sviluppo economico del paese e il paradigma di sostegno pubblico alla domanda. La fine del trentennio di prosperità che aveva caratterizzato le economie di Europa e Nord America tra il 1945 e il 1973, aprì la strada alle teorie del neoliberismo e delle liberalizzazioni.

2.2 Lo Stato Regolatore: le liberalizzazioni

2.2.1 Le teorie economiche alla base della libera concorrenza

Le basi teoriche dell'assetto liberalizzato nel settore elettrico, muovono dalla considerazione che la presenza di un unico agente economico responsabile della produzione, quindi la presenza di un monopolio legale disposto dall'autorità pubblica nel settore energetico, dia luogo ad alcune inefficienze di mercato. Le politiche di liberalizzazione, come abbiamo visto precedentemente in Europa, hanno seguito tre principi cardine: privatizzazioni delle imprese pubbliche operanti sia nel settore elettrico che in quello del gas; *unbundling* (*separazione contabile o societaria delle attività della filiera*), libero accesso dei terzi alla rete. Alla base di queste scelte ci sono dei precisi motivazioni economiche. Uno di queste è la necessità di un monopolista naturale in alcune attività della filiera energetica, come la trasmissione e la distribuzione. Il monopolio naturale si verifica quando il costo di produzione è minimizzato da una sola impresa piuttosto che dalla concorrenza fra due o più imprese.

In linea di principio, l'impresa energetica può essere indifferentemente sia pubblica che privata purché nelle attività in monopolio naturale, a motivo della rilevanza del settore, operi solo l'impresa pubblica⁶³.

Le politiche volte a promuovere la concorrenza sono basate sulle teorie neoliberali per le quali con un meccanismo di incentivi e disincentivi si ottiene più efficienza e più qualità del risultato. Le imprese che producono in competizione, sono incentivate a produrre in maniera efficiente, riducendo i costi e quindi il prezzo finale per i consumatori che sceglieranno il bene prodotto dall'impresa col prezzo inferiore.

Infatti, il modo più semplice per una società di acquisire una quota di mercato è quello di offrire un prezzo migliore. In un mercato competitivo, i prezzi sono spinti verso il basso. Non solo questo è un bene per i consumatori, ma anche per le aziende che producono di più e con maggiore qualità del risultato, contribuendo a migliorare l'economia generale. Inoltre, in un mercato competitivo, le imprese cercheranno di rendere i loro prodotti differenziando l'offerta in base al prezzo e alla qualità del servizio dato che l'energia elettrica in sé è una commodity indifferenziabile. Per farlo, le aziende devono fare scelte innovative e ciò le rende più competitive anche sul mercato globale, rispetto agli altri *competitors* internazionali⁶⁴.

Come abbiamo visto, nel settore energetico, alcune fasi della filiera convivono con altre fasi in monopolio naturale. Ai fini di una efficace concorrenza è necessaria una *de-verticalizzazione* delle imprese verticalmente integrate, da ottenere con la separazione proprietaria delle varie attività di generazione, trasmissione e distribuzione. Infatti, due delle condizioni preliminari al funzionamento del mercato liberalizzato sono la possibilità di acquistare direttamente l'energia presso i produttori da parte degli utenti di finali e la creazione di una rete di trasporto dell'energia indipendente dagli operatori e quindi gestita in modo trasparente e neutrale.

Ci sono, tuttavia, alcuni dubbi sul modello di riorganizzazione del settore circa lo sviluppo di una effettiva concorrenza. I benefici a favore dei consumatori si possono conseguire solo nel lungo periodo, favorendo non solo la riduzione dei costi grazie alle tecnologie efficienti, ma anche il passaggio dei rischi associati

⁶³ G. Pireddu, "Economia dell'energia, i fondamenti", Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p. 317

⁶⁴ Elaborato della Commissione Europea "Why is competition policy important for consumers?", disponibile al link: http://ec.europa.eu/competition/consumers/why_en.html

all'innovazione tecnologica ed alla gestione operativa dagli utenti finali (quindi in bolletta) ai produttori⁶⁵. È ciò che l'economista neoliberale spera: grazie all'azione calmierante del mercato concorrenziale, i produttori inefficienti non riuscirebbero più a traslare i sovra-costi di inefficienza sul prezzo pagato dai consumatori, che invece sceglierebbero il prodotto dell'operatore più efficiente⁶⁶.

Quindi, nel lungo periodo la concorrenza sarebbe in grado di determinare costi di produzione inferiori a quelli del monopolista e di trasferire i rischi dell'attività in capo alle imprese e non agli utenti.

I nodi del processo di liberalizzazione in Italia stanno proprio sul prezzo finale pagato dai consumatori, prodotto dal combinato disposto di politiche concorrenziali e politiche di incentivazione alle fonti rinnovabili. Di questo, e di come sono state recepite le politiche europee in merito a ciò, si riferirà nei prossimi paragrafi.

2.2.2 Il modello inglese, luci e ombre

Trent'anni di sviluppo economico avevano radicato nella mentalità comune la convinzione che l'economia ormai avesse trovato la ricetta di una crescita infinita, che le generazioni successive avrebbero goduto per sempre di maggior benessere rispetto a quelle precedenti, che la crisi appartenesse alle epoche passate.

A fermare questo stato di cose fu l'improvvisa la crisi del 1973-74, durante la quale l'occidente venne a conoscenza di un fenomeno molto influente sulle sorti dell'economia: la riduzione improvvisa della disponibilità di petrolio e il conseguente forte aumento dei prezzi delle fonti d'energia. Nel 1979 si ripresentò una seconda crisi petrolifera simile a quella del 1973-74: un aumento del prezzo del petrolio che anche in questo caso provocò una forte inflazione, estesa a tutto l'occidente.

Bisogna considerare che gli anni '70 rappresentarono uno spartiacque per ciò che interessa le politiche energetiche. Prima di allora, la riflessione sulle disponibilità del petrolio e sui suoi impatti ecologici era maturata solo tra pochi ambientalisti. Dagli anni '80 in poi, la discussione sul perseguimento di uno sviluppo ecologicamente

⁶⁵ G. Pireddu, "Economia dell'energia, i fondamenti", Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p. 318

⁶⁶ *Idem*

sostenibile e sull'utilizzo di fonti alternative a quelle fossili, è diventato sempre più centrale.

In Inghilterra, per il settore che ci interessa, le politiche neoliberiste diedero vita al Libro bianco di febbraio 1988 nel quale il governo Thatcher si poneva l'obiettivo di creare un mercato energetico libero partendo da una situazione di monopolio naturale. Questo obiettivo si concretizzò con l'approvazione in Parlamento dell'*Electricity Act*, nel 1989.

Il sistema elettrico inglese è stato liberalizzato e privatizzato con una tempistica esemplare⁶⁷. Le questioni relative alla domanda e ai principali *incumbent* furono affrontate subito, nel 1990, quotando in borsa le dodici società regionali di distribuzione, quelle di produzione invece (*National Power* e *PowerGen*) furono collocate sul mercato azionario l'anno successivo. Le attività di trasmissione furono affidate alla *National Grid*, una società controllata dalle dodici società regionali di distribuzione. Il monopolio naturale in questo settore fu garantito dal principio del *Third Party Access*, in base al quale ogni produttore o venditore di energia elettrica aveva libero accesso alla rete. La questione dell'offerta fu affrontata in maniera graduale ma veloce, prevedendo una fase di transizione durante la quale, inizialmente, i consumatori con impegno di potenza più elevato potevano scegliere liberamente il proprio fornitore. La transizione si sarebbe conclusa nel 2000, in soli 10 anni, con il diritto di libera scelta del fornitore da parte delle utenze domestiche, che avrebbero contrattato direttamente le condizioni di acquisto.

Il prezzo dell'energia all'ingrosso invece, sarebbe stato il risultato delle operazioni all'interno della borsa elettrica, il *Pool*, dove si confrontavano le offerte per il giorno successivo di ogni produttore e le richieste da parte della domanda. Nel 2001, poi, è stato sostituito dai *New Electricity Trade Arrangements*, che coprono tutte le transazioni e stabiliscono il prezzo all'ingrosso con il classico meccanismo di mercato, cioè incrociando la singola domanda e la singola offerta. Questo principio, conosciuto come *pay as bid*, dovrebbe contribuire ad abbassare mediamente i prezzi dell'energia ma i giudizi sul suo buon funzionamento rimangono contrastanti⁶⁸.

⁶⁷ *Ibidem*, p.160

⁶⁸ *Ibidem*, p. 164

L'Antitrust britannico ha avviato nel 2014 un'indagine, su richiesta del regolatore energetico Ofgem, al fine di analizzare il funzionamento del mercato e i reali vantaggi della liberalizzazione. I dati dell'indagine⁶⁹, non descrivono uno scenario incoraggiante. Purtroppo, nell'ultimo decennio i prezzi dell'elettricità per le famiglie sono aumentati del 75% e quelli del gas del 125%. Gli interventi regolatori per semplificare le tariffe e stimolare la concorrenza non hanno avuto successo: il 34% dei consumatori non ha mai preso in considerazione il cambio di fornitore e il 70% continua ad affidarsi alla tariffa variabile standard nonostante la disponibilità sul mercato di offerte di gran lunga migliori⁷⁰. I meccanismi concorrenziali, quindi, non sono riusciti a raggiungere il risultato per il quale sono stati pensati. L'Ofgem già nel 2008 aveva avviato l'indagine «Energy Supply Probe», evidenziando dal risultato che il mercato non stava agendo nell'interesse migliore per i consumatori. Infatti: *«...although the market was working well in important respects - there was no evidence of a cartel, and retail price rises could be justified by wholesale costs - there were a range of features in the market that weakened competition. The result was that the market was not working in the best interests of consumers»*.⁷¹

Gli effetti del complesso mercato elettrico sul consumatore finale sono centrali nell'ottica della liberalizzazione. Il risultato dell'indagine, però, sembra optare su uno strumento che ammorbidisca la politica neoliberista nel settore elettrico. È stata proposta, infatti, l'introduzione di un tetto di prezzo massimo che i fornitori possono proporre ai clienti nel mercato libero *retail*. Ad oggi la proposta non è stata ancora adottata dal soggetto regolatore del sistema.

L'introduzione del cosiddetto “price cap” è stata menzionata nel dibattito relativo al *Ddl Concorrenza* al vaglio del Parlamento italiano. Chi non è convinto riguardo l'eliminazione del regime di maggiore tutela ancora presente per i clienti domestici, si è servito del caso inglese come esempio dell'inefficacia del mercato libero e ha

⁶⁹ Come riportato sul sito dell'Acquirente Unico in data 8-7-2015, in base alle informazioni di Quotidiano Energia. Disponibile al link: <http://www.acquirenteunico.it/indagine-dell'autorit%C3%A0-alla-concorrenza-britannica-cma-su-liberalizzazione-mercato-inglese>

⁷⁰ *Idem*

⁷¹ Secondo il documento “Energy Supply Probe”, disponibile sul sito Ofgem al link: <https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/market-review-and-reform/retail-market-review/energy-supply-probe>

proposto, se proprio di liberalizzazione effettiva bisogna parlare, l'introduzione del famoso *price cap*⁷².

Ma quella delle liberalizzazioni in Italia è un'altra storia, iniziata e ancora non conclusa. La affronteremo nelle pagine seguenti.

2.3 Il recepimento della normativa europea in Italia

2.3.1. *Il decreto Bersani e la fine del monopolio legale dell'ENEL*

In Italia, dal 1962, l'intero servizio elettrico era stato nazionalizzato e riservato all'intervento dello Stato tramite un operatore a completa partecipazione statale ed in posizione di monopolio lungo tutta la filiera elettrica: l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica. Questo quadro comincia a incrinarsi con la Legge 9/1991, che toglie il previgente limite di 3 MW alla realizzazione da parte di soggetti diversi dall'ENEL di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Inoltre, era previsto l'obbligo da parte dell'ENEL di acquistare l'energia prodotta da tali fonti, e non utilizzata dai produttori terzi, a condizioni particolarmente favorevoli e incentivanti, secondo il provvedimento CIP 6/92, noto comunemente come CIP 6⁷³.

Il successo della politica messa in atto con questo provvedimento, per promuovere l'uso razionale di energia e delle fonti rinnovabili, è confermato da risultati: 18.000 MW proposti dagli operatori privati e 8.000 di essi ammessi a godere dell'incentivo, prima che nel 1997 si ponesse fine all'iniziativa visto che il costo stava diventando esorbitante⁷⁴. La legge 9/91 rompe per la prima volta il monopolio dell'ENEL, aprendo il mercato della produzione elettrica ad altri soggetti, tra cui Edison ed Eni. Il quadro esistente dal 1962, però, viene stravolto con la direttiva europea 96/92/CE, che è stata recepita con il cosiddetto «decreto Bersani», cioè il decreto legislativo del

⁷² E. Veronelli, "Bollette, in Inghilterra la liberalizzazione non funziona. Servono tetti ai prezzi", in Il Fatto Quotidiano, Luglio 2015. Disponibile al link: <http://www.ilfattoquotidiano.it/2015/07/17/bollette-in-inghilterra-liberalizzazione-non-funziona-servono-tetti-a-prezzi/1876814/>

⁷³ G.B. Zorzoli "Strano mercato quello elettrico", Barbera Editore, Lavis 2008, p. 174

⁷⁴ *Idem*

16 Marzo 1999 n.79 che sostanzialmente recepisce le indicazioni della suddetta Direttiva.

Prima della liberalizzazione, l' ENEL era già stata trasformata in società per azioni, come previsto dalla legge 359/1992, ed quotata in borsa. In realtà, la scelta di privatizzare l'ENEL prima di liberalizzare il mercato elettrico non è stata casuale. Nell'estate del 1992 si era infatti verificata una grave crisi della lira, costringendo il primo governo Amato a drastici interventi per migliorare i conti pubblici, fra cui la scelta di mettere in vendita le aziende controllate dallo Stato. Nonostante la trasformazione in società per azioni, ha mantenuto la natura pubblicista e i requisiti per essere qualificato come organismo di diritto pubblico⁷⁵.

La liberalizzazione del settore elettrico introdotta con il decreto Bersani, si basa su tre elementi: la garanzia di una pluralità di produttori; l'accesso alla rete; la libertà di scelta per i clienti idonei⁷⁶.

Per quanto riguarda il primo elemento, il decreto in questione ha introdotto uno strumento non previsto specificatamente dalla normativa comunitaria, quello dei tetti antitrust. L'ENEL, infatti, era obbligato a cedere 15.000 MW della propria capacità produttiva. Secondo l'art. 8 del decreto, da Gennaio 2003, nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50% del totale di energia elettrica prodotta e importata in Italia.⁷⁷

La cessione dei 15.000 MW di capacità produttiva dell'ENEL è stata fatta secondo un Piano per la cessione degli impianti approvato con decreto del presidente del Consiglio dei Ministri del 4 Agosto 1999. Questo prevedeva la creazione di tre società elettriche tra le quali suddividere la capacità produttiva, denominate Gen.Co, cioè *Generation Company*. La prima, «GenCo 1 - Eurogen» avrebbe avuto una potenza totale degli impianti pari a 7,008 GW. La seconda, «GenCo 2 - Elettrogen» avrebbe avuto una potenza totale degli impianti pari a 5,438 GW. La terza, infine, «GenCo 3 - Interpower» avrebbe avuto una potenza totale degli impianti pari a 2,611 GW.

⁷⁵ F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica ", Rapporto ENEA, 2005, p. 30

⁷⁶ G.B. Zorzoli "Strano mercato quello elettrico", Barbera Editore, Lavis 2008, p. 180

⁷⁷ Decreto legislativo 79/99, disponibile al seguente link:
<http://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1999-03-31&atto.codiceRedazionale=099G0136¤tPage=1>

Tuttavia, la concorrenza dal lato dell'offerta è stata vanificata dalla scelta degli impianti da collocare nelle tre società fatta da ENEL e approvata senza modifiche dal governo⁷⁸. Gli impianti cosiddetti «*mid merit*», cioè quelli capaci di soddisfare la domanda nei periodi di massima richiesta, sono stati lasciati tutti alla stessa ENEL che quindi rimaneva l'unica società in grado di determinare il prezzo dell'energia elettrica nelle ore più critiche e remunerative della giornata⁷⁹. Infatti, se osserviamo la struttura delle Gen.Co prima della vendita, queste erano caratterizzate da impianti Mid merit con potenza di 13.096 MW rispetto agli impianti di base di soli 1.961 MW di potenza. Dopo la vendita, sebbene il totale di potenza fosse aumentato di circa 1.000 MW, gli impianti Mid merit erano drasticamente diminuiti: solo 4.663 MW di potenza rispetto gli 11.421 MW degli impianti di base⁸⁰.

L'*unbundling* è stato invece disposto con la creazione di una Holding con società separate a livello gestionale per le singole attività di produzione, distribuzione, vendita ai clienti finali e per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione nazionale. Vengono create cinque società: Enel produzione SpA, Enel distribuzione SpA, Enel Energia SpA, Terna SpA e Sogin-Società Gestione Impianti Nucleari SpA. Il Decreto Bersani, infatti, è andato oltre l'obbligo minimo, previsto dalla Direttiva europea del '96, di realizzare la separazione contabile per le imprese verticalmente integrate. Ha imposto sia all'ENEL, sia alle società di distribuzione con più di 300.000 clienti finali, la costituzione di società indipendenti per la produzione la trasmissione, la distribuzione e la vendita ai clienti idonei. Il ministro dell'Industria dell'epoca è stato lungimirante: poiché in prospettiva tutti i clienti dovrebbero diventare idonei, si è prospettato sin dall'inizio una completa separazione fra le attività di distribuzione e di vendita⁸¹.

Per quanto riguarda i nuovi operatori entranti, lo strumento utilizzato per garantire il libero accesso è quello dell'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive. Tra il 2000 e il 2004 sono state rilasciate autorizzazioni per nuove centrali termoelettriche per un totale di 19.757 MW di potenza installata,

⁷⁸ G.B. Zorzi "Strano mercato quello elettrico", Barbera Editore, Lavis 2008, p. 177

⁷⁹ *Idem*

⁸⁰ *Ibidem*, p.178

⁸¹ F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica", Rapporto ENEA, 2005, p. 34

distribuita omogeneamente in tutta Italia. Notiamo una particolare concentrazione al Nord (7.957 MW), e al Sud (5.430 MW)⁸². Si tratta di impianti con tecnologia a ciclo combinato (ciclo del gas e ciclo del vapore) che hanno rendimenti elevati grazie all'uso più efficiente del combustibile e alla produzione e vendita del vapore.

L'obiettivo di libero accesso alla rete, invece, è stato perseguito tramite la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato ed ha assegnato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas la definizione di un sistema tariffario certo e trasparente, nonché le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti.

L'apertura del mercato ai clienti idonei ad essi è avvenuta abbastanza velocemente rispetto a quanto indicato da Bruxelles. L'art. 14 del decreto Bersani attribuiva la qualifica di cliente idoneo ai clienti individuali con consumi non inferiori a 20 GWh dal 1° gennaio 2000 e a 9 GWh dal 1° gennaio 2002. Queste soglie sono state ulteriormente modificate con l'abbassamento a 0,1 GWh a decorrere dal novantesimo giorno della cessione da parte di ENEL di 15.000 MW di capacità produttiva, avvenuta il 29 gennaio 2003.

Successivamente, il legislatore italiano ha recepito le disposizioni della Direttiva 2003/54/CE che imponeva il passaggio di tutti i clienti al mercato libero entro il 2007. Lo ha fatto con la legge 239/04 che formalizzava l'apertura ai clienti domestici al 1° luglio 2004 e a tutti i clienti al 1° luglio 2007.

Intanto, però, alla scadenza del primo termine per l'allargamento, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha svincolato la qualifica di cliente idoneo dalla verifica del raggiungimento delle soglie di consumo annuo di energia elettrica. Quindi, secondo le sue disposizioni tutti i clienti non civili sono liberi di scegliere il proprio fornitore indipendentemente dai propri consumi. Lo status di cliente idoneo conferisce ai clienti finali non civili il diritto di contrattare liberamente le condizioni della fornitura, compresa la scelta della controparte contrattuale. A questo diritto è correlato quello di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato⁸³.

⁸² F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica", Rapporto ENEA, 2005, p.29

⁸³ *Idem*, p. 42

2.3.2 Verso la gestione pubblica della Rete

Il Decreto Bersani fa una scelta controversa per quanto riguarda la gestione della rete, un'attività che, ricordiamo, è di fatto un monopolio naturale per le sue peculiari caratteristiche tecnico-gestionali. Ogni decisione in questo settore è particolarmente delicata perché fra i compiti del gestore di rete c'è anche quello dell'equilibrio istantaneo e continuo tra domanda e offerta di energia, il cosiddetto "dispacciamento". Ai fini della ridefinizione di un sistema elettrico concorrenziale, questa figura deve essere neutrale e indipendente. È necessario, infatti, separare la gestione della rete dagli interessi della generazione.

L'Italia si è orientata verso la costituzione di un Gestore indipendente che ha il comito di esercitare l'attività di trasmissione sulle reti ad alta e altissima tensione e di dispacciamento dell'energia elettrica, compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale.

Tuttavia, questa nuova figura del sistema, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), controllata dal Ministero del Tesoro, non era proprietaria delle reti. La proprietà di esse era in mano alla società Terna del Gruppo ENEL, alla quale il Gestore della rete demandava lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione della rete elettrica. L'art. 3 dispone, infatti, che:

“Entro il termine di trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto l'ENEL S.p.a. costituisce una società per azioni cui conferisce, entro i successivi sessanta giorni, tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti, i rapporti giuridici inerenti all'attività del gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, e il personale necessario per le attività di competenza.”

La decisione di lasciare ad ENEL la proprietà della rete era stata presa in modo da valorizzare ancora di più le azioni della società al momento del loro collocamento sul mercato⁸⁴.

Il legislatore europeo, in un primo momento, aveva disposto la sola separazione contabile e gestionale delle attività non connesse alla trasmissione e solo successivamente aveva imposto la separazione societaria, cioè la costituzione di

⁸⁴ G.B. Zorzoli “Strano mercato quello elettrico”, Barbera Editore, Lavis 2008, p. 179

società indipendenti per le varie attività. Con il decreto Bersani si fa una scelta di compromesso: la proprietà della rete non era stata modificata ma la sua gestione era stata affidata a un gestore indipendente. Questa era una scelta che avrebbe potuto provocare delle inefficienze operative, vista la distribuzione di funzioni e competenze fra più soggetti. Questo assetto, però, è destinato a modificarsi con la legge n. 290 del 27 Ottobre 2003 che punta all'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale. Il decreto di attuazione della legge venne emanato dal Presidente del Consiglio dei Ministri a maggio 2004. Esso definisce i tempi e le modalità di gestione della fusione di Terna con la società di gestione della rete di trasmissione nazionale e la successiva privatizzazione del soggetto risultante. Così, nel giugno 2004, il 65% delle azioni di Terna vengono trasferite ai privati e il 30% di esse passa al Ministero dell'Economia e alla Cassa Deposito e prestiti, controllata dallo stesso Ministero, che diventano quindi gli azionisti di riferimento. L'operazione si conclude il 2 Novembre 2005, quando l'Assemblea degli Azionisti nomina il nuovo Consiglio di Amministrazione per il triennio 2005-2007.

Tra il 2005 e il 2009 Terna acquisisce oltre 5.000 km di rete da Acea, Edison, AEM Milano, AEM Torino, A2A e 18.000 km da Enel arrivando a possedere più di 60.000 km di linee, oltre il 98% della rete elettrica nazionale⁸⁵.

L'attività di distribuzione, invece, continua a svolgersi in un regime di concessione di durata trentennale, rilasciata dal Ministro dell'Industria alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo.

⁸⁵ Elaborato Terna, "La storia", al link: <http://terna2009.message-asp.com/it/2009-di-terna/gruppo-terna/storia>

2.3.3 Dinamiche di mercato: la Borsa elettrica

Il momento di svolta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico è stato rappresentato dall'avvio della Borsa elettrica nell'aprile 2004. Per la prima volta, infatti, i diritti di produzione e immissione di energia nel sistema elettrico sono stati assegnati secondo principi di mercato ed i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono stati determinati dalle dinamiche di domanda e offerta.

Il Decreto Bersani ha istituito un mercato per la gestione degli scambi di energia all'ingrosso, in modo da agevolare la competizione nella generazione e favorire l'ingresso di nuovi operatori. L'altra esigenza era quella di facilitare la massima efficienza nella gestione del dispacciamento dell'energia elettrica attraverso la creazione di un mercato per l'acquisto dell'energia per il dispacciamento.

In ordine a queste esigenze, il mercato elettrico, indicato come Borsa elettrica, si suddivide in tre mercati: il mercato del giorno prima (MGP); il mercato di aggiustamento (MA); il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Nel primo, i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere e acquistare energia elettrica per il giorno successivo. Le transazioni, infatti, si svolgono nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna.

Nel secondo, gli operatori possono modificare le offerte di vendita o di acquisto fatte in mattinata. Questo mercato, infatti, si svolge nelle prime ore del pomeriggio

Nel terzo, gli operatori presentano le offerte di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora. Su questo mercato si approvvigiona il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e possono partecipare ad esso solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati dal GRTN⁸⁶.

Questo mercato, secondo l'art. 5 del Decreto Bersani, è gestito da una società per azioni denominata Gestore del Mercato Elettrico (GME). Quest'ultimo lo organizza secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, assicurando la concorrenza tra i produttori e la gestione economica di una adeguata riserva di potenza⁸⁷. Dall'Aprile

⁸⁶ F. Gangale, N. Caminiti, "Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica", Rapporto ENEA, p. 44

⁸⁷ Decreto legislativo 79/99, disponibile al seguente link: <http://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1999-03-31&atto.codiceRedazionale=099G0136¤tPage=1>

2004 il prezzo di riferimento per la valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso è il prezzo registrato nella Borsa elettrica.

Sia i produttori che i clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti bilaterali al di fuori del sistema delle offerte.

I clienti vincolati, invece, non hanno accesso diretto al mercato elettrico. Essi sono rappresentati dall'Acquirente Unico, soggetto autonomo a tutela dei consumatori vincolati, con il compito di comprare in loro vece, cercando di ottenere le migliori condizioni. Esso, stipula anche contratti con i distributori che acquistano l'energia elettrica dall'Acquirente Unico e la rivendono, al costo medio di approvvigionamento, ai clienti vincolati sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

2.4 La Governance del sistema elettrico

Il Decreto Bersani ha previsto un'architettura a tre pilastri per quanto concerne la *governance* del mercato elettrico liberalizzato. Essa poggia infatti sull'istituzione di tre figure chiave per il mercato elettrico, sia libero che vincolato: Gestore del Mercato Elettrico; Acquirente Unico; Gestore dei Servizi Energetici. L'intero sistema elettrico, invece, è vigilato e regolato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di cui si dirà in seguito. Per il momento, analizziamo le funzioni dei protagonisti del mercato elettrico.

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è una società che gestisce il mercato elettrico tramite un sistema d'asta per incrociare domanda e offerta di energia elettrica, in modo da determinare quali impianti copriranno la domanda e quanto saranno remunerati. Ad esso è affidata anche la gestione degli strumenti per gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infatti, il GME gestisce il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica e quello degli *Emission Trading*, cioè gli scambi dei certificati di emissione di CO₂.

Il Gestore dei Servizi Energetici, invece, è nato dall'abolizione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Ad esso, sono affidati i compiti relativi all'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Infatti, il GSE ritira

e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili, gestisce il Conto Energia, cioè il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici ed emette i Certificati Verdi. È il soggetto di riferimento nel sistema di sviluppo delle fonti rinnovabili visto che qualifica gli impianti alimentati da esse e rilascia la garanzia d'origine dell'energia elettrica prodotta da esse.

Il GSE è controllato al 100% dal Ministero dell'Economia e controlla a sua volta al 100% il GME e l'Acquirente Unico, i cui compiti abbiamo già visto in merito alla creazione della Borsa elettrica.

2.4.1 Il ruolo dell'Authority

Il punto di riferimento per gli operatori del sistema elettrico italiano è un organismo indipendente istituito con la legge n.481 del 14 novembre 1995 «*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*»: l'Autorità per l'energia elettrica e il gas⁸⁸ (AEEGSI, ex AEEG).

Questa legge si inserisce in quadro più ampio di liberalizzazioni, non solo in relazione all'energia elettrica, ma anche al gas e alla telecomunicazioni⁸⁹. Si tratta di servizi di pubblica utilità in relazione ai quali il legislatore, recependo la normativa comunitaria, vuole garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza, assicurandone la fruibilità sull'intero territorio nazionale. Per raggiungere questi obiettivi è necessario definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti che tengano conto anche «*degli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*»⁹⁰.

Nello specifico del sistema elettrico liberalizzato, l'Autorità ha il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la qualità dei servizi, attraverso l'attività di regolazione e controllo⁹¹.

⁸⁸ Successivamente, con il decreto n.201/11, convertito nella legge n.214/ 11, all'Autorità sono state attribuite competenze anche in materia di servizi idrici. Da allora, ci si riferisce ad essa come "Autorità per l'energia elettrica, gas e sistema idrico".

⁸⁹ Art. 1 della legge n. 481/95, disponibile al link: <http://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1995-11-18&atto.codiceRedazionale=095G0522¤tPage=1>

⁹⁰ *Idem*

⁹¹ AEEGSI, "Autorità trasparente", disponibile al link: http://www.autorita.energia.it/it/che_cosa/autoritatrasp.htm

Un'ulteriore funzione attribuita all'Autorità è quella consultiva nei confronti di Parlamento e Governo, attraverso segnalazioni e proposte. Presenta, inoltre, una "Relazione Annuale" sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. L'Autorità opera in piena autonomia e indipendenza, facendo riferimento agli indirizzi di politica generale di Governo e Parlamento e alle normative comunitarie. L'indipendenza e l'autonomia, come infatti abbiamo visto, sono state rafforzate dal Terzo Pacchetto Energia europeo anche per quanto riguarda l'organizzazione, il funzionamento ed il finanziamento. Le risorse per la sua attività, in virtù della sua autonomia, non provengono dal bilancio dello Stato ma da un contributo sui ricavi degli operatori regolati.

Le sue principali competenze riguardano l'indicazione delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture e l'aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di riferimento per i clienti che non hanno scelto il mercato libero. Dalla sua funzione di vigilanza e controllo sulla concorrenzialità del mercato, sui livelli minimi di qualità e trasparenza dei servizi discende il potere di imporre sanzioni.

Il peso acquisito dall'Autorità nel corso del tempo è rilevabile dal numero di delibere dei primi 10 anni di attività: 151 nel 1997 e ben 353 nel 2007⁹². L'attività dell'Authority, quindi, è stata da subito molto intensa. La prima questione che ha affrontato è stata quella degli aspetti critici del passaggio al nuovo regime di liberalizzazione. Questi sono emersi fin da subito con chiarezza, data la presenza dell'ex monopolista ENEL verso il quale, l'Autorità aveva aperto un'indagine per abuso di posizione dominante in relazione alle modalità di dismissione dei 15.000 MW di potenza e alla formazione dei prezzi.

Riguardo lo stato del servizio elettrico, nell'anno 1999 l'Autorità rilevava come l'effetto della liberalizzazione sui prezzi al dettaglio dell'elettricità non aveva portato ad una riduzione significativa di essi. Ciò a causa della forte crescita delle quotazioni dei prodotti petroliferi e dei suoi effetti sui prezzi del gas, fonte largamente utilizzata nella generazione elettrica in Italia. I consumi di energia elettrica, intanto, erano aumentati del 4,1% rispetto all'anno precedente.

⁹² G.B. Zorzoli "Strano mercato quello elettrico", Barbera Editore, Lavis 2008, p. 220

Particolare attenzione è posta anche sui consumatori. Un sondaggio sul grado di soddisfazione dei clienti domestici per il servizio elettrico è risultato molto elevato. Per quanto riguarda invece l'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio, è emersa maggiore soddisfazione per i fattori tecnici rispetto a quelli commerciali⁹³. Insomma, a pochi anni dal Decreto Bersani il sistema elettrico sembrava procedere gradualmente verso la riorganizzazione prospettata dal legislatore sia europeo che nazionale. Bisognerà aspettare il decreto legge 73/07, convertito con modifiche dalla legge 125/07, affinché sia disposta la completa liberalizzazione della domanda di energia.

2.4.2 Concorrenza e «servizio di maggior tutela»: il dibattito

La normativa europea è stata recepita per certi versi con prudenza, per altri versi con lungimiranza. La prudenza è stata dettata dalla presenza di una azienda elettrica statale che veniva quotata in borsa per la prima volta, nei primi anni di apertura del mercato alla concorrenza nel settore elettrico. La lungimiranza, invece, ha caratterizzato l'apertura alla concorrenza dal lato della domanda, con soglie più basse rispetto a quelle indicate dall'Unione Europea per la qualifica dei clienti idonei. Dal 1° Luglio 2007 è scattata la completa liberalizzazione della domanda di energia, in attuazione della direttiva 54/2003/CE.

La tutela del consumatore non passa solo per la qualità del servizio offerto ma anche sul ragionevole prezzo che egli deve pagare per usufruire di quel servizio. L'obiettivo della politica di liberalizzazione è proprio quello di instaurare dinamiche di mercato tali da avere prezzi più bassi per l'energia elettrica, sia all'ingrosso che al dettaglio. Per ciò che riguarda i clienti vincolati, fino a giugno 2007, la bolletta dell'energia elettrica veniva pagata in base alle tariffe uniche a livello nazionale, fissate dall'Autorità per l'Energia. Le tariffe si differenziavano in base alle caratteristiche dei clienti. Quella più diffusa era la D2, applicata a tutti i clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW. La D3 riguardava i clienti non residenti, cioè il prezzo per l'elettricità consumata nelle seconde case, e ai residenti con una potenza impegnata

⁹³ AEEGSI, "Stato dei servizi dopo la liberalizzazione", in Relazione Annuale dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, anno 2000

oltre i 3 kW, per i quali l'energia. Da luglio 2007, invece, si applicano le disposizioni contenute nel decreto legge 73/07, poi convertito nella legge 125/09, in virtù della completa liberalizzazione della domanda di energia elettrica.

Con l'emanazione del decreto legge 73/07 *«Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia»*, all'art. 1 era disposto che, entro sei mesi dall'emanazione del decreto, le aziende di distribuzione con almeno 100.000 clienti sono state obbligate a costituire una o più società separate per la vendita di energia elettrica.

Il decreto, poi convertito in legge, interviene sul diritto di recesso, introduce il servizio di maggior tutela e prevede un servizio di salvaguardia. In base al diritto di recesso, tutti i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal contratto di fornitura come clienti vincolati, preesistente al 1° Luglio 2007. Possono quindi scegliere un fornitore diverso da proprio distributore⁹⁴.

Nel caso in cui il cliente finale non scelga di approvvigionarsi sul mercato libero, entra in gioco il servizio di maggior tutela. Ciò significa che in mancanza della scelta da parte del cliente finale del nuovo fornitore, l'erogazione del servizio per i clienti finali domestici non riforniti sul mercato libero è garantita dall'impresa di distribuzione anche tramite apposite società di vendita, e la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico. L'Autorità vigila e interviene a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti presenti nel servizio di maggior tutela⁹⁵. Visto che in questo caso i prezzi non si formano tramite dinamiche di mercato, la responsabilità di garantire le disposizioni comunitarie in materia di servizio universale è attribuita all'Autorità che *«indica condizioni standard di erogazione del servizio e definisce transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti tutelati»*⁹⁶.

Questa disposizione nasceva dalla preoccupazione di come difendere i clienti tutelati da offerte contrattuali troppo onerose. Questo rischio era generalizzato all'intero

⁹⁴Legge 125/07, art. 1 comma2, disponibile al link: <http://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2007-06-18&atto.codiceRedazionale=007G0094¤tPage=1>

⁹⁵ *Idem*

⁹⁶ *Ibidem*, art. 1 comma 3

mercato elettrico, considerato al tempo non ancora sufficientemente competitivo da garantire da solo la formazione di prezzi equi nei confronti di clienti con scarso potere contrattuale e altrettante scarse informazioni in merito. L'Autorità per l'energia ha confermato nel 2007 ciò che ha definito come «l'anomalia italiana» rispetto a un sistema di prezzi e tariffe che renda il sistema Italia più competitivo: gli utenti italiani con i livelli di consumo più basso sostengono prezzi, al netto delle imposte, inferiori a quelli prevalenti in Europa, mentre le classi di consumo più elevate hanno prezzi con valori al di sopra dei valori registrati nei principali Paesi europei.⁹⁷

Da febbraio 2015, il servizio di maggior tutela è in discussione all'interno del Parlamento. Il Disegno di Legge “*Concorrenza*” approvato dal Consiglio dei Ministri il 20 febbraio 2015 e poi passato all'esame di Camera e Senato (e rimasto lì), prevede l'abolizione dei contratti di fornitura di energia elettrica in regime di tutela entro il 2018. La discussione sui benefici che potrebbe trarne il consumatore è molto accesa. Il timore è che l'abolizione della «maggior tutela» porti a rincari dei prezzi visto che il settore elettrico non è ancora maturo per affrontare la grande domanda di energia da parte dei nuovi clienti.

Contemporaneamente alla discussione sull'abolizione del regime di maggior tutela contenuta nel Ddl Concorrenza, l'Autorità dell'Energia segnala un aumento dei prezzi della bolletta elettrica del 4,3%, dal 1° Luglio 2016. Ciò a causa dell'aumento dei costi di dispacciamento sostenuti da Terna per mantenere in equilibrio il sistema elettrico, che incidono sul prezzo finale praticato alle famiglie. Sempre secondo l'Authority, tra maggio e giugno 2016, si sono registrate strategie anomale degli operatori sui mercati all'ingrosso che hanno alterato il meccanismo di formazione dei prezzi⁹⁸.

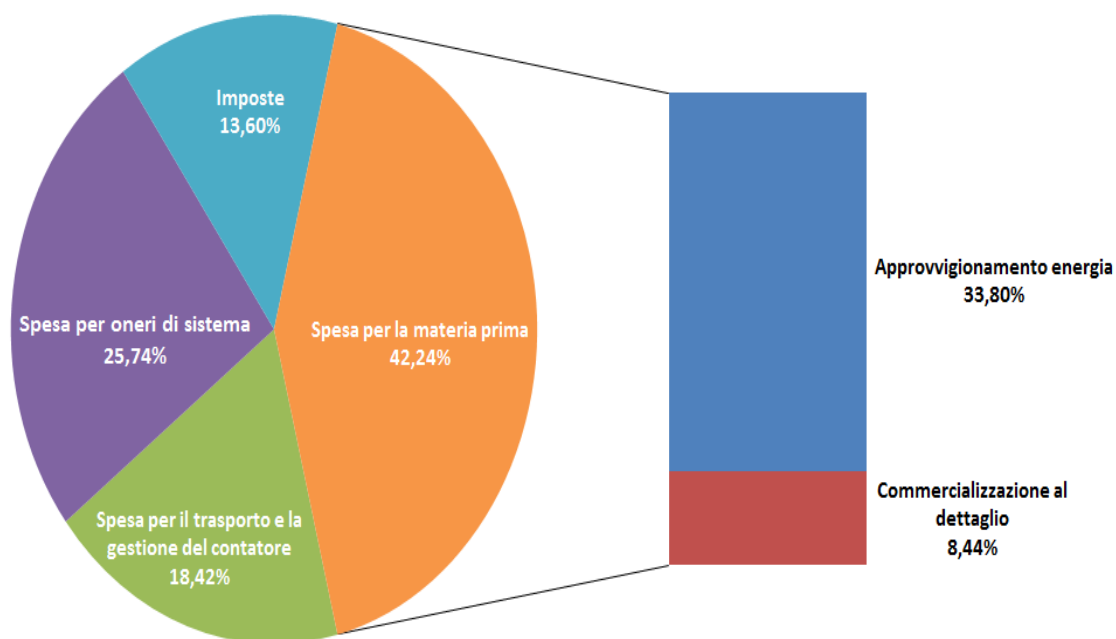
Bisogna considerare, ai fini di una migliore comprensione, che il prezzo in bolletta pagato dal consumatore non dipende solo ed esclusivamente da prezzo dell'energia elettrica in sé. Ad esso vanno aggiunte le voci relative ai costi di trasmissione, distribuzione, vendita, per i quali l'Autorità stabilisce le relative componenti tariffarie. Queste sono diversificate per tipologia di utenza e riguardano tutti i consumatori. Le

⁹⁷ G.B. Zorzoli “*Strano mercato quello elettrico*”, Barbera Editore, Lavis 2008, p.216

⁹⁸ V. Nuti, “ *Energia, da luglio bolletta luce +4,3%, gas +1,9%. L'autorità indaga su strategie anomale degli operatori*”, Il Sole 24 ore, 28 giugno 2016. Disponibile al link: <http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2016-06-28/energia-luglio-bolletta-luce-43percento-gas-19percento-l-autorita-indaga-strategie-anomale-operatori-195448.shtml?uuid=AD1tDpk>

tariffe di trasporto sono determinate ogni quattro anni sulla base dei costi delle imprese e, durante il quadriennio, vengono aggiornate ogni anno secondo criteri relativi ai nuovi investimenti all'interno del settore (sui quali ci concentreremo in seguito) e sul recupero dell'inflazione. C'è da notare che, tra il 1997 e il 2007, le tariffe relative a trasmissione, distribuzione e misura sono diminuite. Tuttavia, a queste voci si sommano i cosiddetti "oneri di sistema", che si applicano a tutti i clienti, liberi o vincolati. Sono oneri rilevanti, che frenano l'impatto quantitativo dei benefici del libero mercato dell'energia elettrica. Tra essi troviamo: la copertura dei costi di smantellamento degli impianti nucleari; gli incentivi per le fonti rinnovabili e gli impianti CIP6; la copertura degli *stranded cost*; la perequazione dei costi di distribuzione; la perequazione dei costi di approvvigionamento (per i soli clienti vincolati); la compensazione delle perdite di energia sulla rete di trasmissione nazionale; la promozione dell'uso razionale dell'energia. Oltre a ciò, bisogna anche considerare le imposte, che in Italia sono superiori a quelle negli altri paesi europei. Il prezzo dell'energia elettrica pagato da un consumatore medio all'interno del mercato tutelato, riferito al secondo trimestre del 2016, è composto da diverse voci, come raffigurato nella seguente Tabella:

Il trimestre 2016
Prezzo lordo = 17,91 c€/K



Il prezzo lordo di energia elettrica nel secondo trimestre del 2016 è stato di 17, 91 c€/kWh, mentre il prezzo nel secondo trimestre è stato stimato 18, 83 c€/kWh. La sua componente più rilevante, la spesa per oneri di sistema, pesa 4, 60 c€/ kWh⁹⁹.

L'Istituto Bruno Leoni ha notato come l'Italia, con un «indice delle liberalizzazioni» al 67% si colloca a metà della classifica dei paesi più liberalizzati. In prima posizione c'è il Regno Unito con un punteggio del 95%. Secondo una ricerca dell'Istituto, una maggiore spinta alla concorrenza nel settore elettrico dovrebbe determinare maggiori risparmi per i consumatori, come risulta dai primi rilievi sul mercato libero. Nel 2015 è stata rintracciata una possibile correlazione tra liberalizzazione della vendita e prezzo pagato del consumatore finale. Secondo gli ultimi dati disponibili, risalenti al 2012 il prezzo più basso, tassazione inclusa, veniva pagato dai consumatori britannici (5,62 centesimi di euro per kWh), estoni (5,76) e irlandesi (6,56)¹⁰⁰. Infatti, «l'Estonia e il Regno Unito hanno completamente liberalizzato il settore, mentre la Repubblica irlandese regola solo le tariffe per i

⁹⁹ Dati AEEGESI, disponibili al sito: www.autorità.energia.it

¹⁰⁰ V. Ulivieri "La liberalizzazione divisa tra fiducia e timori", Istituto Bruno Leoni, Maggio 2016. Disponibile al link: <http://www.brunoleoni.it/la-liberalizzazione-divisa-tra-fiducia-e-timori>

consumatori domestici ma si è dotata di un regime regolamentare che incentiva fortemente il cambio di venditore del gas. Gli Stati membri, invece, dove si registrano i prezzi più elevati sono paesi in cui il settore non è stato ancora del tutto liberalizzato: Danimarca (11,28 centesimi per kWh), Italia (9,09), Grecia (8,08)».

A quasi 20 anni dalla liberalizzazione del sistema elettrico, il dibattito è ancora acceso. In questi mesi si sta concentrando sul servizio di maggior tutela, che secondo i sostenitori della sua abolizione, avrebbe rallentato gli effetti benefici della liberalizzazione sui prezzi ai consumatori. Di fronte a queste incertezze, resta importante il ruolo svolto dall'Autorità all'interno del sistema elettrico, che spesso ha colmato i vuoti, i ritardi e i ripensamenti normativi e decisionali che hanno caratterizzato il settore in questione.

CAPITOLO III

L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE SU INVESTIMENTI, PREZZI E QUALITÀ DEL SERVIZIO

3.1 L'impatto sugli investimenti

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico, avviato dal legislatore italiano nella seconda metà degli anni '90, ha trasferito al settore privato le decisioni relative allo sviluppo degli impianti e i rischi a ciò associati¹⁰¹.

Grazie al progresso tecnologico, sono stati sviluppati impianti di generazione caratterizzati da tempi di costruzione relativamente contenuti e da un rischio tecnologico basso: gli impianti funzionanti tramite la tecnologia dei cicli combinati a gas (CCGT). Gli investimenti produttivi, quindi, si sono spostati verso utilizzo del gas nella generazione di energia elettrica, abbandonando la capacità alimentata a carbone, in modo da perseguire gli obiettivi di miglioramento delle *performance* ambientali del parco elettrico.

Le infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica erano ormai sviluppate in tutto il Paese. La lunghezza della linea elettrica di alta e altissima tensione nel 2000 era di 21.762 km, aumentata fino a 21.997 km nel 2010¹⁰². I nuovi produttori, quindi, sono entrati nel mercato elettrico liberalizzato con una certa prevedibilità del futuro, senza il peso della realizzazione di imponenti investimenti in infrastrutture o in grandi impianti di produzione.

Il mercato liberalizzato ha attratto investimenti in capacità produttiva soprattutto nella generazione termoelettrica, cresciuta di 19.000 MW. Dopo un primo periodo di assestamento subito dopo l'emanazione del Decreto Bersani, tra il 2004 e il 2009 la capacità termoelettrica è aumentata in media di quasi 3.000 MW all'anno

¹⁰¹ F. Boffa, G. Cervigni, A. D'Orazio, D. Piacentino, C. Poletti, S. Spalletta, "La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani", Report IEFE, p.6. Disponibile al link: <http://www.iefe.unibocconi.it>. I dati relativi alla potenza degli impianti sono il risultato dell'indagine citata.

¹⁰² TERNA, dati statistici. Disponibili al link: <https://www.terna.it/it-sistematico/statisticheeprevisions/datistatistici.aspx>

rispetto al quadriennio precedente dove l'incremento è stato solo di 600 MW all'anno¹⁰³. Si è trattato di un intenso programma di investimento che ha migliorato l'efficienza media del parco di generazione termoelettrico, risultato tra i più efficienti dell'Unione Europea: da un valore medio di 40, 5% nel 2000 si è passati al 51% nel triennio 2007-2009. Anche le emissioni di gas ad effetto serra per unità di produzione degli impianti termoelettrici sono diminuite del 17% circa, tra il 2000 e il 2008¹⁰⁴. Durante il primo decennio dall'avvio della liberalizzazione, quindi, gli obiettivi di miglioramento dell'efficienza e di riduzione dell'impatto ambientale, posti dal legislatore, sono stati raggiunti.

3.1.1 L'evoluzione della struttura dell'offerta

Gli investimenti realizzati nel primo decennio dall'avvio del processo di liberalizzazione hanno modificato la struttura dell'offerta con un ulteriore aumento della produzione a gas. La quota del gas naturale sulla produzione termoelettrica non rinnovabile è passata dal 47% del 2000 al 66% del 2008. I prodotti petroliferi hanno subito una forte riduzione, passando dal 39% al 13%.

Nel complesso sono stati attratti ingenti investimenti in capacità di generazione. Secondo i dati pubblicati da Terna, tra il 2000 e il 2009, l'aumento più significativo ha riguardato gli impianti termoelettrici convenzionali la cui potenza efficiente lorda¹⁰⁵ è cresciuta di 19.000 MW. Al secondo posto c'è la potenza rinnovabile, aumentata di 8.195 MW¹⁰⁶.

La maggior parte degli investimenti è stata realizzata dal 2004 in poi, anno di avvio della Borsa Elettrica. Nel periodo precedente al 2004, nell'ambito della generazione termoelettrica, il trend dei consumi dei prodotti petroliferi è stato decrescente. Ciò significa che le politiche di riduzione dell'uso delle fonti fossili per motivi di tutela ambientale avevano già cominciato ad impattare sul sistema elettrico.

¹⁰³ F. Boffa, G. Cervigni, A. D'Orazio, D. Piacentino, C. Poletti, S. Spalletta, *"La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani*, Report IEFEE, p.6. Disponibile al link: <http://www.iefef.unibocconi.it>

¹⁰⁴ *Idem*, p.7

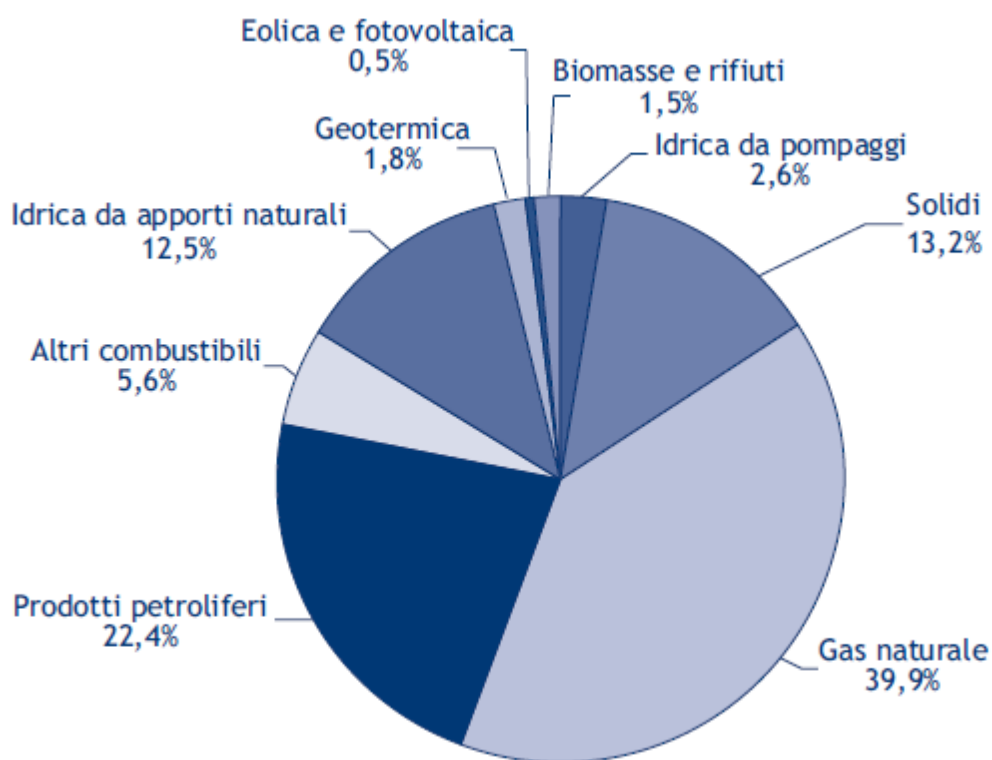
¹⁰⁵ Per "potenza efficiente lorda" si intende la massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, in condizioni di funzionamento pieno ed efficiente di tutte le parti dell'impianto. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto. Dal sito ENEA: www.enea.it

¹⁰⁶ Terna, dati Statistici. Al sito: <http://www.terna.it/default.aspx?tabid=3>

La riduzione dell'uso del petrolio, però, è anche effetto di scelte di politica energetica legate alla sicurezza degli approvvigionamenti. Il lento declino del petrolio, nella generazione elettrica, è riconducibile ai primi anni '90, quando il ricordo delle crisi energetiche era ancora vivo.

Nel periodo che va dal 1997 al 2003, infatti, l'utilizzo del petrolio sul totale della produzione di energia elettrica è passato dal 56% al 28%.

Il grafico successivo¹⁰⁷ mostra la composizione della produzione di energia elettrica per fonte, nel 2003:



Come risulta dal grafico, il gas naturale e i combustibili solidi (carbone e lignite) sono la fonte prevalente sulla generazione termoelettrica: negli ultimi anni il gas ha raggiunto il 39,9% sul totale della generazione e i combustibili solidi hanno raggiunto il 16,3%.

Nel parco termoelettrico sono cresciuti significativamente gli impianti in cogenerazione ma non tutti gli investimenti realizzati dopo il Decreto legislativo

¹⁰⁷ Fonte: AEEGESI, indagine conoscitiva 2015. Disponibile al sito www.autorita.energia.it

79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico sono stati l'esito naturale di dinamiche di mercato. Una quota rilevante di essi sono il risultato del piano di dismissione di capacità di generazione dell'ENEL attraverso le Gen.Co e del programma di riconversione a ciclo combinato di alcuni impianti. Non il risultato di dinamiche concorrenziali, quindi, ma decisioni di investimento influenzate dalle politiche di promozione non solo degli impianti di cogenerazione ma anche delle fonti rinnovabili¹⁰⁸.

L'incremento della capacità di generazione delle fonti rinnovabili è stato significativo: la relativa potenza efficiente lorda è passata da circa 18.300 MW nel 2000 a circa 26.500 MW nel 2009, con un incremento del 45%¹⁰⁹. Il tasso di crescita annuo della potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili è passato dal 2,5% nel quinquennio 2000-2004, al 5,7% nel quinquennio successivo 2005-2009¹¹⁰.

Nel 1960, pochi anni prima della nazionalizzazione del settore, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (pressoché dalla fonte idroelettrica) era ancora molto marginale. Il peso maggiore era quello del petrolio. I vecchi strumenti di programmazione energetica, i Piani Energetici Nazionali (PEN), erano molto settoriali e non tenevano conto dell'ambiente e degli altri settori di policy trasversali al tema energetico. Erano redatti sulla base delle previsioni di aumento del reddito nazionale e sulla successiva quantificazione del fabbisogno energetico. Tra il '75 e il '77 i piani energetici mostravano una grande attenzione sul tema nucleare, tuttavia l'industria nucleare richiedeva ingenti investimenti a lungo termine, non sostenibili solo ed esclusivamente da investimenti privati. Ciò, insieme alla diffidenza dell'opinione pubblica e al problema della gestione delle scorie radioattive, ha impedito lo sviluppo del settore nucleare in Italia. Una questione non di poco conto se si considera che sono state realizzate due centrali nucleari a Caorso e Montalto di Castro, che non sono mai state utilizzate e i cui costi di dismissione si sono riversati nella bolletta elettrica, alla voce «oneri di sistema».

¹⁰⁸ F. Boffa, G. Cervigni, A. D'Orazio, D. Piacentino, C. Poletti, S. Spalletta, "La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani, Report IEFEE, p.6. Disponibile al link: <http://www.iefce.unibocconi.it>

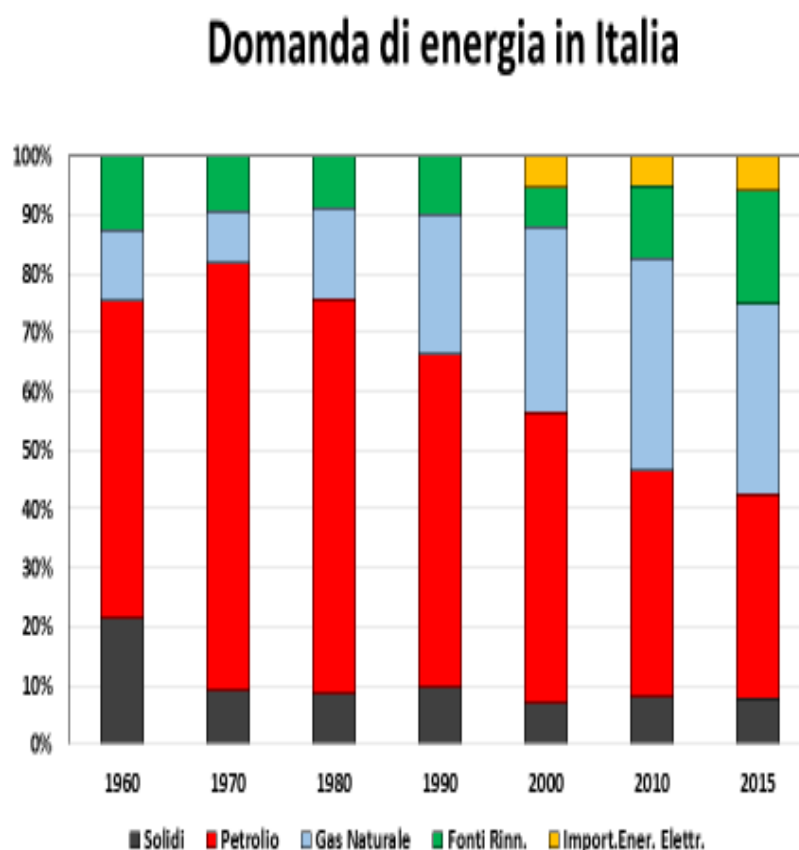
¹⁰⁹ *Idem*

¹¹⁰ *Ibidem*

Abbandonata la breve avventura nucleare, con il referendum del 1987, grazie allo sviluppo delle nuove tecnologie, comincia il trend crescente del gas naturale per soddisfare il fabbisogno energetico nazionale.

Le fonti rinnovabili conoscono il loro sviluppo maggiore a partire dagli anni '90. Il piano di incentivi predisposto dal legislatore italiano, di cui si parlerà in seguito, ha attratto grandi investimenti all'interno del settore che ha avuto uno sviluppo lento ma costante negli ultimi 20 anni.

Nel 2015, la struttura della domanda di energia in Italia è radicalmente differente da quella del 1960. Lo dimostra il seguente grafico:



Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico; Ministero dello Sviluppo Economico

Al fine di perseguire l'obiettivo della sicurezza degli approvvigionamenti e di tutela ambientale, il mix produttivo risulta diversificato. Sia il gas che le fonti rinnovabili rivestono un ruolo importante. La domanda di carbone è meno del 10 %

sul totale e il petrolio continua a ricoprire una quota importante all'interno del mix a causa dei molteplici usi finali ai quali è adibito. Il gas ricopre quasi il 40% del totale, e la quota delle rinnovabili si attesta al 20% del totale dell'energia prodotta. È interessante notare la presenza di una rilevante quota di energia elettrica importata dall'estero, a partire dall'anno 2000. Ciò deriva dall'apertura dei mercati elettrici europei e dal potenziamento delle interconnessioni elettriche in Europa, volte all'obiettivo della creazione del mercato unico dell'energia.

3.1.2 Il ruolo del gas nella generazione elettrica

Il ruolo del gas naturale nella politica energetica è controverso. Da un lato, si tratta di una fonte fossile e, pertanto, andrebbe ridotto il suo utilizzo. Dall'altro, è anche la fonte meno inquinante rispetto alle altre fonti fossili: la combustione del gas naturale genera una quantità minore di CO₂ ed ossido di azoto, trascurabili emissioni di ossido di zolfo (rispetto al petrolio) e non produce polveri sottili. Da ciò deriva un ruolo importante del gas nella transizione verso un'economia a basse emissioni di anidride carbonica.

Lo sviluppo del mercato del gas naturale è recente, risale agli anni '60, ed è legato principalmente alle dinamiche di trasporto dai paesi produttori ai paesi consumatori. Il trasporto, infatti, può avvenire sia via tubo che via nave. Quest'ultimo risulta meno rischioso sul versante geopolitico ma più oneroso sul lato degli investimenti nel sistema di impianti di liquefazione e rigassificazione. Il trasporto tramite la rete di gasdotti, invece, necessita di accordi commerciali tra Paesi la cui situazione politica interna riveste un'importanza cruciale.

Il commercio internazionale di gas naturale interessa tre mercati, ognuno con caratteristiche proprie: il mercato statunitense, quello asiatico/pacifico, quello europeo. Su ognuno di essi i prezzi del gas naturale sono definiti in maniera diversa. In Europa i prezzi del gas sono legati a quelli del petrolio e il commercio avviene tramite contratti a lungo termine, trentennali, cosiddetti «Take or Pay». Con lo sviluppo del trasporto del gas liquefatto tramite nave (LNG) sono aumentati i contratti con «prezzi spot», basati sui singoli carichi di gas trasportati per via marittima.

Dal suo decollo negli anni '70, l'utilizzo del gas naturale è in continuo aumento. Prima di quegli anni, la produzione di energia elettrica era basata sul petrolio, sul carbone e sulle centrali nucleari; successivamente un complesso di fattori economici, ambientali e tecnologici ha portato allo spostamento verso il gas. Negli ultimi anni è diventato la fonte di energia fossile maggiormente utilizzata nella produzione di energia elettrica. Nella generazione elettrica, soltanto il 40% del combustibile viene trasformato in elettricità; il restante 60% viene perso nelle conversioni di energia da chimica a termica, a meccanica, a elettrica. Il progresso tecnologico ha portato a un aumento dell'efficienza con il 55% del combustibile trasformato in elettricità. Tale rendimento è abbastanza buono se confrontato con il 30% di energia trasformata in elettricità nelle centrali a turbogas¹¹¹. I rendimenti migliori sono ottenuti dagli impianti termoelettrici che producono elettricità con la tecnologia del ciclo combinato o in cogenerazione. Questa tecnologia ha registrato un'ampia diffusione dopo la liberalizzazione del settore, anche grazie all'intervento del legislatore comunitario con la Direttiva 2004/8/CE *sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la Direttiva 1992/42/CEE*. Questa Direttiva trova la sua *ratio* nello scenario attuativo del Protocollo di Kyoto: il legislatore comunitario, per raggiungere gli obiettivi ambientali, raccomanda la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione ad alto rendimento secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori in ogni Stato membro.

La tabella¹¹² seguente mostra le variazioni del consumo del gas in Italia, con riferimento alla produzione di elettricità, tra il 2002 e il 2013.

¹¹¹ ENI, "Il gas naturale, utilizzi". Disponibile al sito: www.eniscuola.it

¹¹² Fonte: Redazione QualEnergia.it, Febbraio 2016. Disponibile al link: <http://www.qualenergia.it/articoli/20160202-consumi-import-e-produzione-di-gas-italia-dal-1997>

CONSUMO DI GAS NATURALE IN ITALIA E CONSUMO GAS DEL TERMoeLETTRICO			
	<i>consumi lordi</i>	<i>consumi settore termoelettrico</i>	<i>%</i>
2002	71.000	20.492	28,9
2003	77.354	24.555	31,7
2004	80.609	26.556	32,9
2005	86.265	30.011	34,8
2006	84.483	31.288	37,0
2007	84.897	34.171	40,3
2008	84.883	34.171	40,3
2009	78.024	28.298	36,3
2010	83.097	30.019	36,1
2011	77.917	28.066	36,0
2012	74.915	25.006	33,4
2013	70.069	21.200	30,3
<i>* dati basati su distribuzione Snam Rete Gas (circa il 98% del consumo totale in Italia - Fonte: MiSE</i>			

Unità di misura: Miliardi di metri cubi - % del consumo di gas termoelettrico sul totale

Il 2008 è stato l'anno in cui si è raggiunto il punto massimo del consumo di gas naturale per la generazione elettrica: 40,3% sui consumi totali di gas. La Direttiva 2004/8/CE, infatti, era stata recepita l'anno prima con il Decreto legislativo dell' 8 Febbraio 2007 n.20, introducendo il concetto di «Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)» e definendone i criteri. Inoltre, ai sensi dell'art. 6 di suddetto Decreto, le unità di cogenerazione riconosciute ad alto rendimento avrebbero potuto accedere anche al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)¹¹³.

Di recente, nel 2015, la domanda di gas naturale in Italia è aumentata di circa il 9% rispetto al 2014 grazie soprattutto al suo utilizzo per la generazione di elettricità: 16,5% in più rispetto al 2014, pari al 30,7% della domanda di gas totale¹¹⁴.

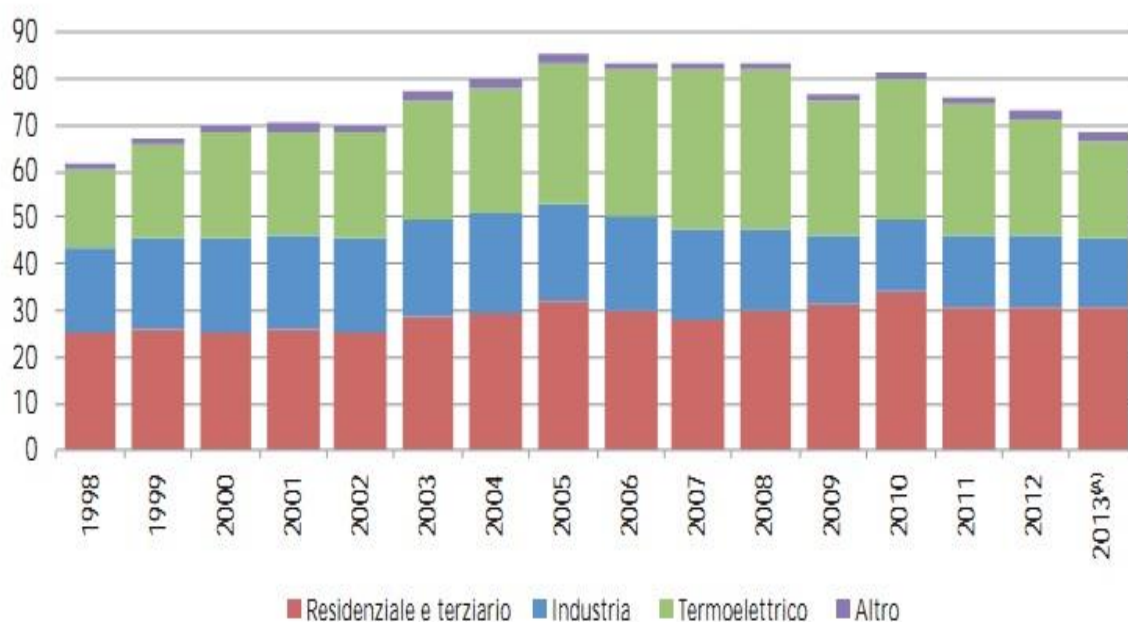
Bisogna notare che, a causa della crisi economica che ha provocato una diminuzione del prodotto interno lordo e una sensibile diminuzione della domanda di energia, nel 2013 la domanda di gas risultava sensibilmente inferiore a quella registrata prima della

¹¹³ GSE, “Evoluzione normativa CAR”. Disponibile al link: <http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Certificati%20Bianchi%20e%20CAR/Evoluzione%20normativa%20CAR/Pages/default.aspx>

¹¹⁴ *Idem*

crisi: circa 70.069 miliardi di metri cubi nel 2013 a fronte di 84.883 miliardi di metri cubi nel del 2008.

La produzione nazionale risulta particolarmente diminuita a causa del graduale esaurimento dei giacimenti. Il consumo di gas per la produzione di energia, raddoppiato tra il 2002 e il 2007, risulta essere calato di circa 9 miliardi di metri cubi nel 2013¹¹⁵. In riferimento ai consumi finali del gas, il grafico sottostante mostra come, rispetto al 2005, punto massimo di consumo, sono diminuiti i consumi di gas dell'industria e della produzione termoelettrica mentre sono aumentati quelli per il settore residenziale e terziario¹¹⁶. Di seguito, il trend:



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Unità di misura: miliardi di metri cubi

La causa di ciò non è imputabile solo alla crisi economica: sull'andamento della domanda di gas ha influito negativamente anche lo sviluppo delle fonti rinnovabili

¹¹⁵ Redazione QualEnergia.it, "Consumi gas, in calo del 20% in meno di 10 anni. Crollo per il termoelettrico", Settembre 2014. Disponibile al link: <http://m.qualenergia.it/view/1483>

¹¹⁶ *Idem*

che, date le condizioni del mercato delle fonti di energia, ha determinato una diminuzione della domanda di gas piuttosto che di quella del carbone. Si è creato, quindi, un corto circuito tra gli strumenti di politica energetica utilizzati per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infatti, per ridurre le emissioni di anidride carbonica, il legislatore europeo e quello nazionale hanno predisposto una serie di incentivi per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e al tempo stesso sono state emanate precise Direttive per espandere le tecnologie di cogenerazione funzionali all'efficienza energetica¹¹⁷. Le azioni del decisore pubblico erano finalizzate a disincentivare l'utilizzo delle fonti fossili, in particolare quello delle fonti più inquinanti, visto che è inverosimile pensare di abbandonare completamente l'utilizzo delle fonti fossili *tout court* nel medio periodo.

Il risultato atteso dalle politiche energetiche dagli anni '90 in poi, quindi, oltre ad essere quello di aprire il mercato elettrico alla concorrenza creando un vantaggio economico per i consumatori, avrebbe anche dovuto essere quello di ridurre la domanda di petrolio e carbone in misura maggiore di quella del gas (fonte meno inquinante delle tre).

Tuttavia, gli incentivi alle fonti rinnovabili non hanno diminuito il consumo del carbone, anzi, la tendenza mondiale manifestata è quella di un aumento della produzione termoelettrica da carbone, in considerazione della sua maggiore economicità e stabilità del prezzo rispetto alle altre fonti.¹¹⁸

Questo paradosso è evidente in Germania e Italia, due paesi che hanno raggiunto obiettivi importanti sul fronte delle rinnovabili: la Germania è in prima fila per gli investimenti in fotovoltaico ed eolico; l'Italia è in testa alle classifiche per la percentuale di energia prodotta da impianti solari rispetto al totale della produzione. In entrambi i Paesi, negli ultimi cinque anni, è aumentata la percentuale di carbone bruciato per produrre elettricità. Questa fonte ha costi di approvvigionamento più bassi e viene usata dalla Germania per gestire il passaggio dal nucleare alle rinnovabili, dato l'impegno del governo Merkel a chiudere progressivamente le centrali nucleari.

¹¹⁷ Il tema dell'efficienza energetica è stato di recente rivisto con l'adozione della Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, che modifica le direttive sull'efficienza energetica 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE,

¹¹⁸ Assocarboni, "Energia elettrica e carbone: l'anomalia italiana". Disponibile al link: <http://www.assocarboni.it/index.php/it/il-carbone/energia-elettrica-e-carbone>

In Italia, la crescita del carbone rispetto al gas si è fermata nel 2015, solo perché è stata chiusa la grande centrale di Vado Ligure. Il carbone pesava per il 21% sul totale della generazione termica nel 2010 e il suo consumo è aumentato del 32% nel 2014 per poi scendere al 28% negli ultimi dodici mesi¹¹⁹.

Non stupisce, quindi, che in occasione della Conferenza di Parigi¹²⁰, lo scorso Dicembre 2015, le grandi compagnie oil&gas abbiano sottolineato l'importanza del gas naturale nel processo di transizione verso la decarbonizzazione totale dell'economia. Importanza che potrebbe essere dimostrata con l'introduzione di un "carbon pricing" a livello globale, che scoraggi il consumo del carbone, in favore del gas naturale.

Nel documento redatto in vista della Conferenza di Parigi dai *chief executive officers* di BG Group plc, BP plc, Eni S.p.A., Royal Dutch Shell plc, Statoil ASA e Total SA, si legge, infatti, che:

«Our industry faces a challenge: we need to meet greater energy demand with less CO₂. We are ready to meet that challenge and we are prepared to play our part. We firmly believe that carbon pricing will discourage high carbon options and reduce uncertainty that will help stimulate investments in the right low carbon technologies and the right resources at the right pace. We now need governments around the world to provide us with this framework and we believe our presence at the table will be helpful in designing an approach that will be both practical and deliverable»¹²¹.

¹¹⁹ L. Pagni, "Carbone, in Italia e Germania rivincita sul gas", Repubblica.it, 21 Giugno 2016. Disponibile al link: http://www.repubblica.it/economia/2016/06/29/news/carbone_in_italia_e_germania_rivincita_sul_gas-143028708/

¹²⁰ Il 5 settembre 2016, Stati Uniti e Cina, responsabili del 40 % del totale dei gas serra emessi nell'atmosfera, hanno dichiarato di aver ratificato l'accordo di Parigi, come si legge nel seguente articolo di Internazionale.it, disponibile al link: <http://www.internazionale.it/notizie/2016/09/03/cina-e-stati-uniti-ratificano-l'accordo-di-parigi-sul-clima>

¹²¹ "Oil and gas major call for carbon pricing", disponibile al link: https://www.eni.com/en_IT/media/2015/06/oil-and-gas-majors-call-for-carbon-pricing

3.1.3 Investimenti e strumenti di sostegno alle rinnovabili

Le fonti rinnovabili rivestono un'importanza cruciale nella riduzione delle emissioni di gas serra e nella diminuzione dell'impatto climatico di esse. Il decisore pubblico, per raggiungere gli obiettivi di tutela ambientale, ha lavorato sullo sviluppo di esse.

Il problema delle fonti rinnovabili è quello di non essere competitive rispetto a quelle fossili: i costi di investimento sono elevati e non è possibile recuperarli nel breve termine (come invece avviene per le tecnologie dei cicli combinati o di cogenerazione). Pertanto, è sorta la necessità di creare un sistema di incentivi per spingere le imprese a investire nella generazione da fonti rinnovabili.

L'incentivazione della generazione di energia prodotta da fonti pulite è stato uno strumento precursore della liberalizzazione dal lato dell'offerta di energia. In base alla legge n. 9/1991, infatti, veniva introdotto il concetto di autoproduzione/ autoconsumo, previa autorizzazione ministeriale. La quota eccedente di energia elettrica non autoconsumata, doveva essere ceduta all'ENEL tramite accordo fra l'ENEL e le imprese, secondo le condizioni indicate dal Ministero dell'Industria.¹²²

In particolare venne previsto l'obbligo di cessione all'ENEL dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e «assimilate». Il concetto di fonti assimilate alle rinnovabili fa riferimento a:

- Impianti cogenerativi alimentati da fonti fossili;
- Impianti che utilizzano sottoprodotti di processi industriali;
- Impianti alimentati da fonti convenzionali che provengono da giacimenti minori isolati¹²³.

Il compito di stabilire i prezzi di cessione di detta energia all'ENEL venne attribuito al Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP). Era previsto che ciò avvenisse in base al criterio dei costi evitati con un aggiornamento a cadenza biennale dei prezzi. Il

¹²² B. Pozzo, *“Le politiche energetiche comunitarie, una analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili”*, Giuffrè Editore, Milano 2009, p. 107

¹²³ *Idem*, p.109

Comitato stabiliva, inoltre, le condizioni tecniche di assimilabilità alla fonte rinnovabile.

La legge n. 9/1991 delineava un sistema di incentivi tariffari, recepito dal provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92.

Il provvedimento CIP6/92, noto come CIP6, stabiliva il prezzo di cessione dell'energia elettrica immessa in rete prodotta da impianti a fonti rinnovabili e assimilate in base al «costo evitato» e a una «ulteriore componente». Il costo evitato era calcolato rispetto alla media dei costi che l'ENEL avrebbe evitato grazie alla nuova produzione da fonti rinnovabili e assimilate, ed era scomponibile nel costo evitato per la costruzione dell'impianto, nel costo evitato per l'esercizio e la manutenzione di esso, e nel costo evitato per l'acquisto di combustibile. La cosiddetta «ulteriore componente» costituiva, invece, la vera e propria incentivazione, riconosciuta per i primi 8 anni di funzionamento dell'impianto. Era previsto che ogni componente di costo venisse aggiornata sulla base delle variazioni dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo dell'anno precedente¹²⁴.

Il provvedimento CIP6 risultò troppo oneroso per le casse dello Stato e poco efficace per la promozione dell'uso delle fonti rinnovabili. Ciò a causa di due aspetti critici:

1. Il regime CIP 6 interessava circa 9000MW di soggetti terzi, ma poco più del 10% di essa era costituito da impianti alimentati con fonti rinnovabili, mentre il resto era costituito dai cosiddetti impianti a fonti assimilate. In termini di energia elettrica immessa in rete, tra il 2005 e il 2006, il contributo delle fonti assimilate (quindi convenzionali) è stato dell'80% rispetto a 20% delle fonti rinnovabili¹²⁵;
2. Il mancato aggiornamento biennale delle tariffe, inserito tra le premesse dello stesso provvedimento, funzione peraltro attribuita all'AEEG al momento della sua istituzione nel 1995.

Gli oneri generali di sistema generati dal provvedimento in questione, sono ammontati a circa 3,6 miliardi di euro tra il 2005 e il 2006. A causa della sua onerosità, fu sospeso nel 1997 ma continuò ad essere applicato per gli impianti già realizzati e

¹²⁴ *Ibidem*, p. 113

¹²⁵ G. Pireddu, "*Economia dell'energia, i fondamenti*", Biblioteca delle Scienze, Pavia 2009, p.399

per quelli in corso di realizzazione e a partire dal 2005, il GSE ha collocato l'energia elettrica da impianti CIP6 direttamente sull'IPEX (Borsa Elettrica).

Pure con tutti questi limiti si stima che la realizzazione degli impianti alimentati con fonti rinnovabili in regime CIP6 contribuirà a ridurre le emissioni di CO₂ nel periodo 1992-2025¹²⁶.

I nuovi impianti che producono da rinnovabili e usufruiscono del CIP6 dopo la sua modifica nel 2005 sono elencati nella tabella sottostante:

DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6

Unità di misura: numero impianti

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	1.181	987	591	578	375	126
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	184	137	88	84	37	7
Impianti eolici e geotermici	3.040	2.566	2.217	1.687	1.165	376
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	5.084	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011
Impianti idroelettrici potenziati	196	70	13	0	0	0
<i>Totale impianti nuovi</i>	<i>9.685</i>	<i>8.958</i>	<i>7.858</i>	<i>7.015</i>	<i>5.527</i>	<i>4.520</i>
Impianti esistenti	148	314	337	414	1.303	1.629
Totale ritiri rinnovabili CIP6	9.833	9.272	8.195	7.429	6.830	6.149

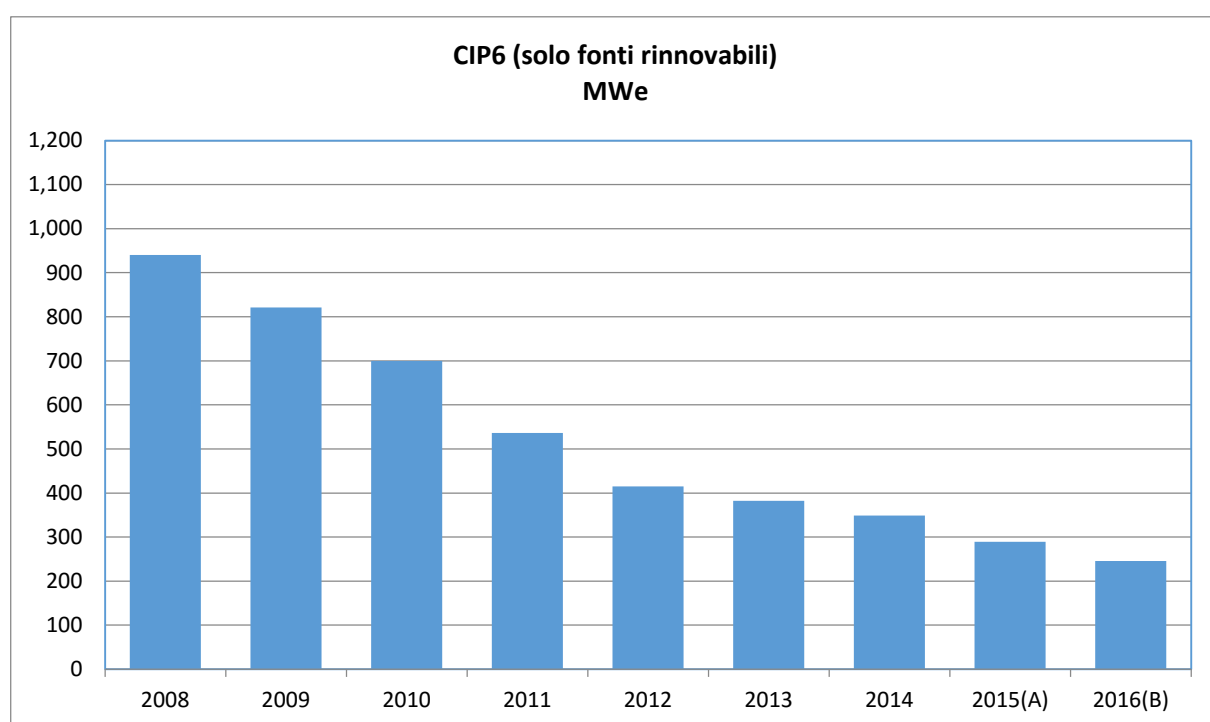
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.¹²⁷

¹²⁶ *Idem*, p. 399

¹²⁷ Dati e statistiche AEEGESI. Tabella disponibile al sito: www.autorità.energia.it

Come risulta dal grafico, gli effetti maggiori dell'incentivo CIP6 hanno interessato il settore fotovoltaico e quello delle biomasse. Con il passare degli anni, gli incentivi del CIP6 sono diminuiti e a causa di ciò, unitamente alla crisi economica, si è registrata una progressiva diminuzione degli investimenti in impianti rinnovabili legati a questo strumento.

L'andamento di costo (in miliardi di euro), stimato dall'Autorità, dello strumento CIP6 per l'incentivazione delle rinnovabili, trascurando il costo relativo alle assimilate, è visibile nel grafico seguente:



Fonte: Elaborato AEEGESI¹²⁸

Dal 2000, gli investimenti nel settore delle rinnovabili sono stati incentivati da un nuovo meccanismo, quello dei «Certificati Verdi», operante secondo regole di mercato.

Generalmente, il ritiro di energia elettrica dal produttore alla rete viene rimborsato con un certo prezzo che di norma è fisso. Tale prezzo fisso, a seguito del Decreto Bersani, venne sostituito da un prezzo variabile, costituito dalla somma dei prezzi di vendita di titoli (i Certificati Verdi) emessi a favore del produttore

¹²⁸ Dati e statistiche AEEGESI, disponibile al sito: www.autorità.energia.it

dell'energia elettrica; entrambi i prezzi si sarebbero dovuti liberamente formare sui rispettivi mercati, che il Decreto legislativo n.79/1999 prevedeva di avviare¹²⁹. Com'è noto, il meccanismo di mercato è basato sull'incontro tra la domanda e l'offerta di un determinato bene. Per creare la domanda dei Certificati Verdi, a partire dal 2001, il decreto n.79/1999 obbligava i soggetti produttori di energia elettrica da fonti convenzionali a immettere nel sistema elettrico nazionale una quota pari al 2% di energia elettrica prodotta o importata da fonti rinnovabili. Quest'obbligo poteva essere soddisfatto anche acquistando la quota di energia elettrica o i relativi diritti, cioè i Certificati Verdi, da altri produttori. Dal lato dell'offerta, i produttori di energia da fonti pulite ricevevano un Certificato Verde dal GSE, quindi un titolo, vendibile in un mercato garantito da un certo livello di domanda obbligata.

In sostanza, il meccanismo dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nel 2003 il prezzo dei Certificati Verdi è stato di circa 80€/MWh e ha raggiunto un picco massimo di 120 €/MWh nel 2007. Dal 2008 in poi, invece, il loro valore è diminuito bruscamente, arrivando quasi a 75€/MWh, perdendo in tal modo l'efficacia della funzione incentivante. Ciò è avvenuto a causa del calo dei consumi dovuto alla crisi economica e al conseguente calo della domanda di energia. La lenta ripresa del loro valore ha subito un altro arresto nel 2012, per poi tornare ad aumentare dall'anno successivo. Il prezzo dei Certificati Verdi stimato nel primo trimestre 2015 è stato di 99,80 €/MWh¹³⁰.

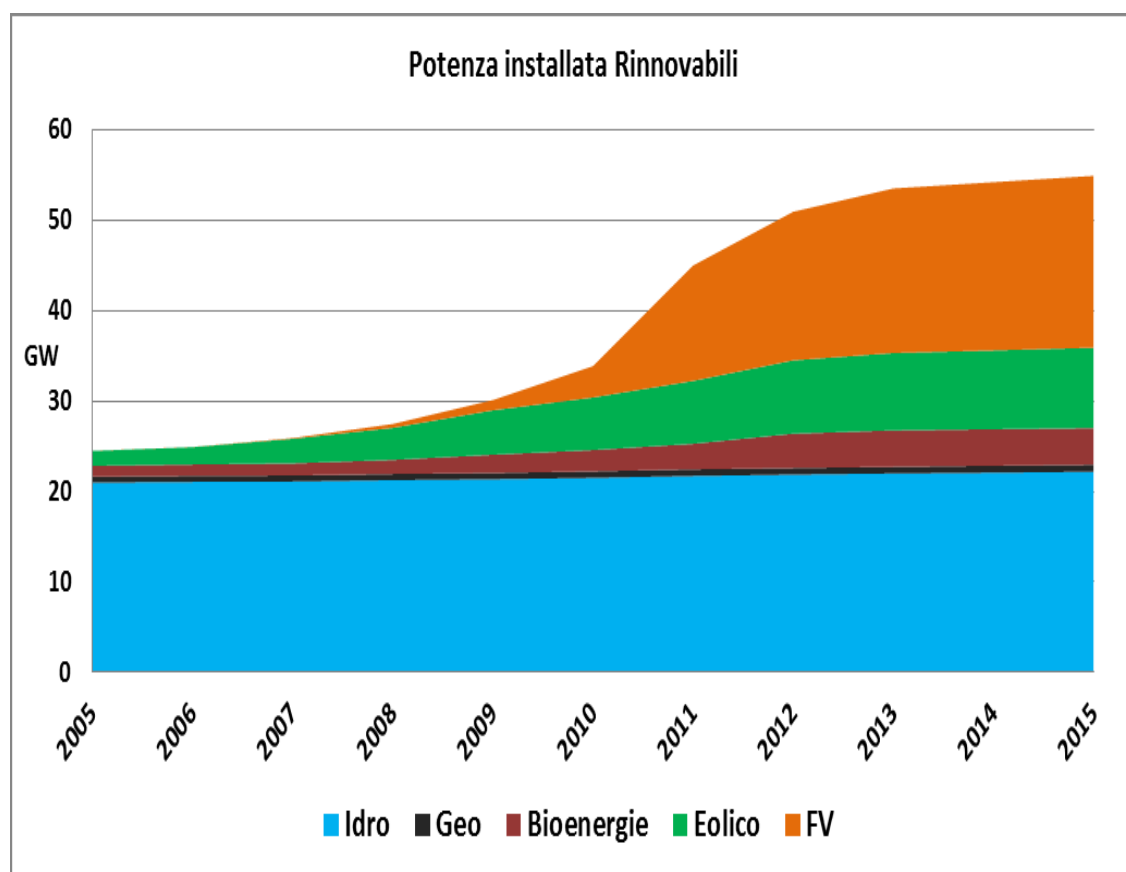
Un'ulteriore forma di incentivazione, introdotta nel 2005, è il cosiddetto «Conto Energia». Si tratta di un meccanismo di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici e solari termodinamici, introdotto con il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005, legato al recepimento della Direttiva sulle fonti rinnovabili 2011/77/CE. Esso disponeva la creazione di un Primo Conto Energia che è stato

¹²⁹ B. Pozzo, *“Le politiche energetiche comunitarie, una analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili?”*, Giuffrè Editore, Milano 2009, p.129

¹³⁰ Gestore Mercati Energetici, sessione mercati ambientali, disponibile al link: <http://www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/CV/CV.aspx>

successivamente modificato da altri Decreti fino ad arrivare all'ultimo Decreto Ministeriale del 5 luglio 2012 con il Quinto Conto Energia. Questo meccanismo offre tariffe che incentivano l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni. Il costo degli incentivi stimato per il Quinto Conto Energia è stato di 6, 7 miliardi di euro. La sua applicazione è cessata il 6 Luglio 2013 a causa dell'esaurimento dei fonti stanziati, così come disposto dalla delibera 250/2013/R/FR dell'AEEG¹³¹

Il meccanismo di incentivazione in Conto Energia per gli impianti solari termodinamici segue la stessa logica: remunera, con apposite tariffe incentivanti, il calore prodotto da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni e le tariffe restano costanti per il periodo d'incentivazione. Il risultato dell'incentivazione è chiaramente visibile nel grafico seguente¹³²:



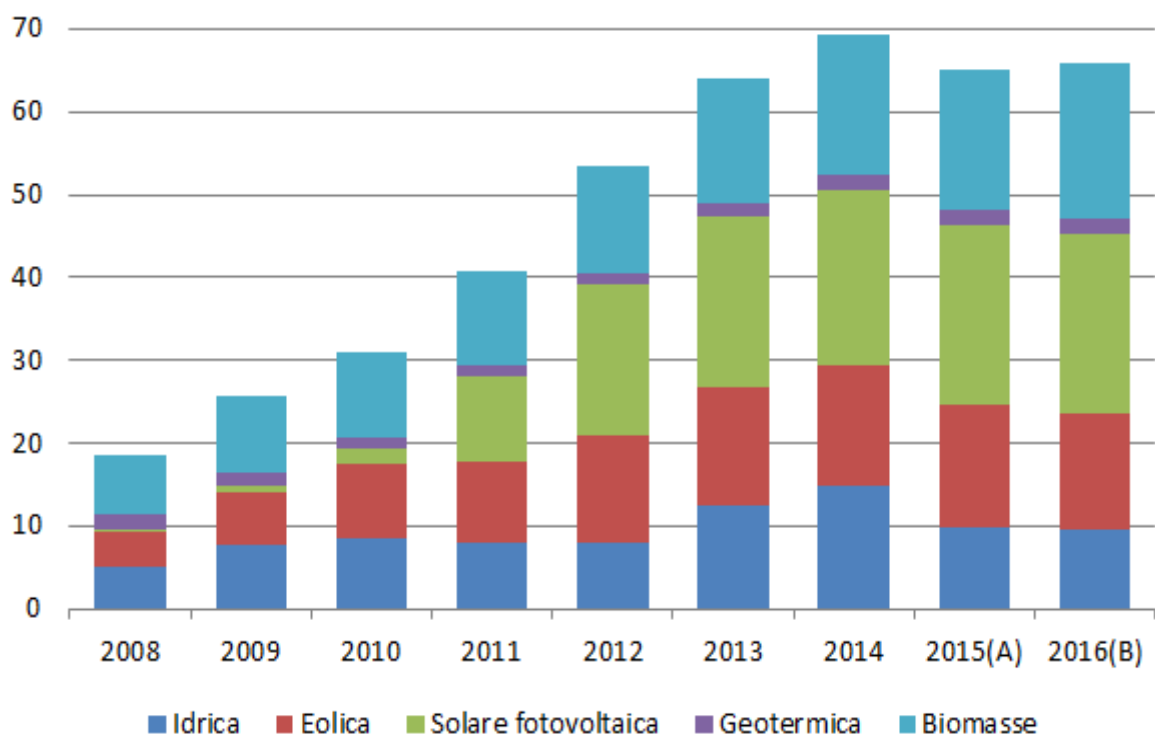
¹³¹GSE, "Conto Energia: termine ultimo per l'invio delle richieste di riconoscimento degli incentivi", 1 luglio 2013, disponibile al link: <http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Conto-Energia-termine-ultimo-per-l%E2%80%99invio-delle-richieste-di-riconoscimento-degli-incentivi.aspx>

¹³² Fonte: Ricerca Sistema Energetico, al sito <http://www.rse-web.it/home.page>

Dal 2010, la potenza installata degli impianti fotovoltaici è aumentata rapidamente rispetto alle altre fonti rinnovabili, seguita dall'eolico e dalle bioenergie. Gli impianti fotovoltaici grazie agli incentivi sono stati installati in vari segmenti di mercato: case monofamiliari, condomini, centri commerciali, edifici per uffici, stabilimenti industriali e scuole. Gli incentivi cumulati nel corso degli anni, fino a quelli del Quinto Conto Energia, hanno determinato uno sviluppo della potenza installata relativa alle fonti rinnovabili di circa 17.000 MWh da impianti fotovoltaici¹³³.

Il mix di generazione elettrica da fonti rinnovabili, nel 2016, risulta composto in percentuale maggiore da impianti di produzione da solare fotovoltaico, seguito da quelli a biomasse e dagli impianti eolici. Ciò è visibile nel seguente grafico¹³⁴:

Unità di misura: KW elettrici



¹³³ Dato aggiornato al 31 Dicembre 2014, disponibile al sito: <http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/Pages/home.aspx>

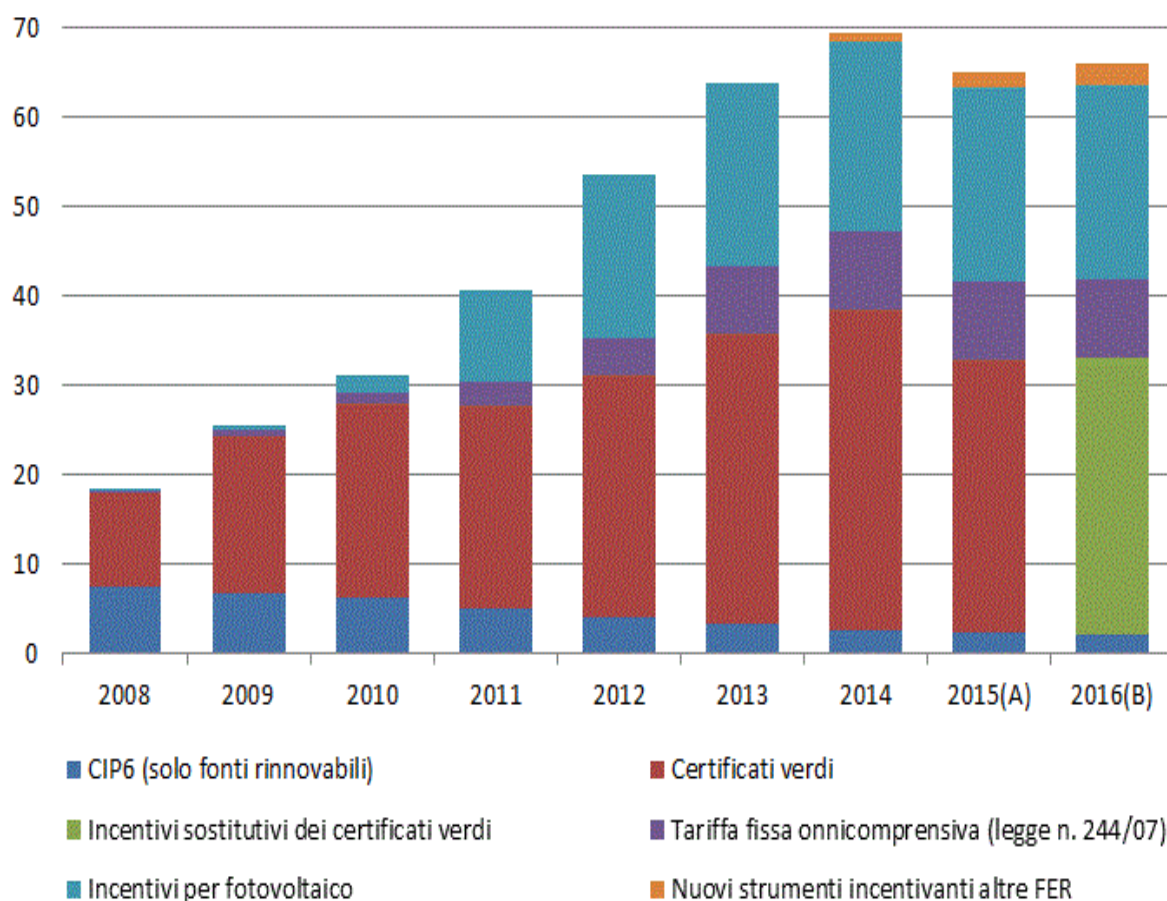
¹³⁴ AEEGESI, Relazione annuale 2016, disponibile al link: www.autorità.energia.it

I vari strumenti di incentivazione per fonte hanno dato come risultato:

- 36 GW di potenza installata grazie agli incentivi dei Certificati Verdi nel 2014 (su un totale di 68 GW di potenza da rinnovabili incentivate) e 30 GW derivati da altri strumenti incentivanti nel 2016 (su un totale di 65GW)
- 21 GW di potenza installata grazie agli incentivi al fotovoltaico nel 2016 su un totale di 68 GW circa;
- Una percentuale ormai residuale della potenza installata grazie al meccanismo CIP6, nel 2016.

Ciò risulta dal seguente grafico elaborato dall'Autorità sui dati del GSE e contenuto nella Relazione Annuale 2016.

Unità di misura: GW



3.2 L' impatto sui prezzi: mercati, bollette e rinnovabili

Il prezzo dell'energia elettrica fa riferimento a due mercati: il mercato all'ingrosso e quello al dettaglio. Il mercato all'ingrosso si può definire come l'insieme di contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, Acquirente Unico e grossisti dall'altro. Si tratta di contratti conclusi sia nei mercati dell'energia (Mercato del Giorno Prima e Mercato di Aggiustamento), sia al di fuori dei medesimi tramite contrattazione bilaterale. Su tale mercato operano pertanto, dal lato dell'offerta:

- i generatori nazionali;
- i grossisti che acquistano energia estera (compresi i grandi clienti idonei che si approvvigionano direttamente di energia estera).

Dal lato della domanda, operano:

- l'Acquirente Unico;
- i clienti idonei che ricorrono direttamente all'approvvigionamento senza alcuna forma di intermediazione;
- i grossisti nazionali ed esteri che operano su mandato dei clienti idonei finali.

Dall'incontro tra domanda e offerta di energia elettrica scaturisce il Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi zonali, cioè divisi per zona geografica, ponderata per il fabbisogno¹³⁵.

Per verificare qual è stato l'impatto della liberalizzazione, saranno analizzati: i prezzi del mercato all'ingrosso; la quota di mercato dei maggiori operatori; il PUN in relazione all'andamento della domanda di energia nell'anno della crisi economica e negli ultimi due anni; la relazione fra prezzi dell'energia all'ingrosso e quelli al dettaglio; l'impatto degli incentivi alle rinnovabili sui prezzi finali.

Nei primi sei mesi di funzionamento dei mercati dell'energia, tra aprile e settembre 2004, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno

¹³⁵ AEGEESI, "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale", disponibile al sito: www.autorità.energia.it

Prima è stato di 57,88 €/MWh, con un massimo di 67,84 €/MWh a giugno e un minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio¹³⁶.

A causa del processo di liberalizzazione, nel 2009, la quota di mercato del maggiore operatore, l'ENEL, è in contrazione rispetto al 2008: registra, infatti, una quota del 30,4% del 2009 rispetto al 31,8% del 2008. A beneficiare del maggiore spazio di mercato è il gruppo Eni, la cui quota si attesta a circa il 9,7% rispetto all'8,6% registrato nel 2008. Il gruppo Edison, invece, risulta il principale concorrente dell'ENEL con una quota dell'11% nel 2009.

La domanda di energia elettrica, nel 2009, in Italia, è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6% rispetto al 2008. Questa situazione, dovuta all'aggravarsi della crisi economica internazionale, ha avuto effetti sulle operazioni nella giovane Borsa elettrica. Nel 2009 il valore del PUN è stato di 63,72 €/KWh con una flessione 26,8% rispetto all'anno precedente dovuta all'ulteriore calo della domanda di energia, pari al 12%.

In Germania, nonostante la crisi, il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica nel 2009 è stato nettamente inferiore: 41,2 €/KWh. Sia in Germania che in Italia nel 2008 si è registrato un picco dei prezzi a causa dell'aumento del prezzo dei combustibili, mentre nel 2009 il prezzo è diminuito bruscamente a causa della crisi economica. Il calo è stato quantitativamente diverso: il prezzo dell'energia sul mercato tedesco è stato decisamente più basso di quello italiano, anche se c'è una tendenza ad una diminuzione del divario (si è passati da un +83% nel 2007 a un +41% nel 2011)¹³⁷. La causa di ciò è da ricercare nell'abbondante produzione interna termoelettrica da carbone e il nucleare della Germania.

Si può fare un confronto più generale a livello europeo grazie ai dati Eurostat. Si prenda come riferimento l'anno 2011 e il relativo ammontare dei prezzi dell'elettricità per i consumatori domestici con un consumo compreso tra 2.500 e 5.000 KWh. La media dei prezzi (al lordo delle tasse) dell'Unione Europea a 28 Stati Membri, nel 2011, è stata pari a 0,1846 €/KWh. In Italia, rispetto alla media europea, si è registrato un prezzo lordo più alto, pari a 0,2065 €/KWh. Questa tendenza è la stessa nel 2015: 0,2105 €/KWh nella media UE a 28 e 0,2428 €/KWh in Italia¹³⁸.

¹³⁶ *Idem*

¹³⁷ *Idem*

¹³⁸ Dati Eurostat, al link: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/statistics-illustrated>

Il prezzo dell'elettricità è molto importante non solo per i clienti finali domestici ma anche per i settori produttivi di un Paese. Le variazioni del prezzo sul mercato all'ingrosso spesso non si riflettono positivamente sui prezzi del mercato al dettaglio. Possiamo prendere ad esempio l'indagine effettuata da Confcommercio sui prezzi del 2015. Detta indagine¹³⁹, infatti, ha monitorato le variazioni di costo trimestrali dell'energia elettrica per le utenze in bassa tensione, non domestiche, in regime di maggior tutela, per cinque tipi di attività del terziario: albergo, ristorante, bar, negozio alimentare e negozio non alimentare. Confcommercio indica come nel secondo trimestre del 2015 il costo dell'energia sostenuto dalle imprese del commercio ha registrato un calo rilevante. La causa del ribasso indicata da Confcommercio è principalmente il calo del prezzo della materia prima "elettricità" dovuto all'andamento del mercato all'ingrosso dell'energia, dove il PUN del terziario si è contratto del 13% rispetto ai prezzi medi del 2014.

Tuttavia, l'impatto positivo del calo del prezzo dell'energia è stato limitato dai costi relativi agli oneri di sistema che sono aumentati dell'1, 2% e dai costi del dispacciamento, cresciuti del 2,3%, rappresentando, ormai, 1/3 dei costi totali della bolletta elettrica. L'Autorità, infatti, ha rivisto le tariffe per le componenti A e UC della bolletta, aumentandole rispetto agli interventi riduttivi del Governo nell'ambito del pacchetto "taglia bollette". Interventi che però non sono stati sufficienti ad avere il taglio del 10% prefissato dal legislatore.

Ancora più recentemente, a giugno 2016, la domanda di energia elettrica ha registrato un calo del 4, 1% rispetto a giugno 2015.

Il calo della domanda elettrica pesa su un settore in trasformazione che deve sostenere rilevanti investimenti per raggiungere gli obiettivi di efficienza e sostenibilità previsti dalle norme. La tendenza dei prezzi è molto importante per gli investitori, così come lo è una buona programmazione della produzione di energia elettrica rispetto alla domanda attesa, visto che si tratta di un bene non immagazzinabile. Allo

¹³⁹ Riportata su Onoff blog.it - Il blog di Assoelettrica, " Confcommercio: per alberghi, bar, ristoranti e negozi, da gennaio un calo delle bollette senza precedenti", Gennaio 2015, disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=13138>. L'indagine è consultabile al seguente link: <http://www.confcommercio.it/documents/10180/3607178/11++19+01+2015+Indice+Costo+Elettricit%C3%A0%20I+trim+2015.pdf/b56d1bfd-89ff-4116-b072-248c62409ea6>

stesso tempo, il prezzo dell'elettricità è ugualmente importante per i consumatori finali, considerato che uno degli obiettivi della liberalizzazione del settore è quello di ridurlo. Ormai il mercato è aperto sia dal lato dell'offerta che della domanda vista la possibilità per tutti di poter scegliere liberamente il proprio fornitore. Rimane ancora vigente il regime di maggior tutela che potrebbe essere superato con il Ddl Concorrenza all'esame in Parlamento. Il dibattito si sta concentrando maggiormente sugli emendamenti che propongono una ridefinizione delle tariffe domestiche per ridurre gli oneri di sistema nella bolletta di coloro che fanno scelte virtuose sia in termini di efficienza dei consumi che di elettricità da fotovoltaico.

A tal proposito si è espressa anche l'Autorità.

Nel 2015, come abbiamo visto, il Prezzo Unico Nazionale sul mercato all'ingrosso è diminuito, registrando un trend decrescente a partire dal primo trimestre del 2015 con un prezzo di 52 €/MWh. Tuttavia, l'Autorità ha rilevato che il gettito annuo relativo agli oneri di sistema sulla bolletta è stato di 15 miliardi di euro, con un sostanziale raddoppio rispetto al 2011.¹⁴⁰ Tra gli oneri risulta evidente il peso preponderante della componente A3 a copertura degli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate (l'A3 è costata 12,9 miliardi di euro nel 2014). Non solo il peso degli oneri preoccupa l'Autorità ma anche la loro sovrapposizione con altri meccanismi incentivanti ed in particolare gli sgravi per le imprese energivore¹⁴¹ e per le utenze non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, avvenuto con il decreto cosiddetto 'taglia-bollette' (dl 91/2014)¹⁴².

Anche la struttura progressiva delle tariffe per le utenze domestiche dovrebbe essere superata secondo l'Autorità. In Italia, infatti, le utenze domestiche sono 30 milioni ma i criteri di formulazione delle tariffe sono obsoleti perché risalgono a 40 anni fa. Come spiega Assoelettrica¹⁴³, nel nostro paese vige «un sistema di sussidi incrociati tra utenti domestici: l'utente residente con un contratto per prelievo di potenza fino

¹⁴⁰ Onoff.it blog.it- Il blog di Assoelettrica, *“L'Autorità fa il punto sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori finali”*, Aprile 2015, disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14451>

¹⁴¹ Secondo la definizione data dal decreto ministeriale del 5 aprile 2013, le imprese energivore sono quelle che hanno: consumo annuo di energia elettrica o di energia diversa dalla elettrica maggiore di 2.400.000 Kwh; costo complessivo della energia non inferiore al 3% del fatturato; consumo annuo di energia elettrica maggiore di 2.400.000 Kwh; costo complessivo della energia elettrica non inferiore al 2% del fatturato. Gli sgravi riguardano la riduzione delle accise sull'energia elettrica e i combustibili utilizzati e la riduzione sugli oneri di sistema.

¹⁴² *Idem*

¹⁴³ Onoff. Blog.it- Il blog di Assoelettrica, *“Autorità, le ipotesi su come riformulare le tariffe elettriche domestiche”*, Febbraio 2015, disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=13396>

a 3 kW che consuma fino a circa 3.500 kWh l'annuo gode di tariffe particolarmente agevolate; tali agevolazioni vengono 'pagate' (per un importo di circa 1 miliardo di euro l'anno) da tutti gli altri utenti, ovvero dagli utenti domestici non residenti, dai residenti con un prelievo di potenza sopra i 3 kW o con consumi annui sopra i 3.500 kWh.¹⁴⁴ Così, le tariffe vengono applicate secondo scaglioni di consumo. L'Autorità suggerisce di abbandonare la formula della progressività e introdurre una tariffa in cui il costo della componente variabile sia indipendente dal livello di consumo.

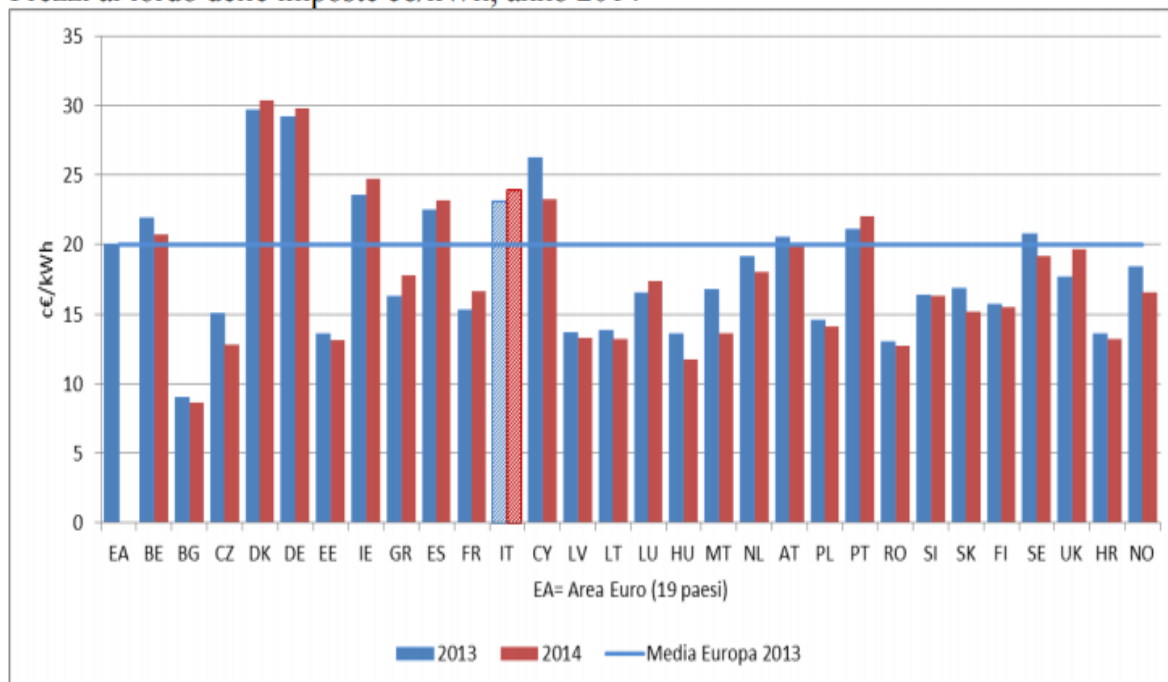
La progressività della struttura tariffaria è una caratteristica tipica del caso italiano, senza altri esempi in Europa. Ciò rende difficile l'analisi del confronto tra la bolletta elettrica dei consumatori domestici italiani con quella di altri Paesi. Il problema che deriva da questa struttura tariffaria è che le famiglie con classi di consumo più basse, che consumano meno di 1000 KWh/anno, pagano un prezzo più conveniente rispetto alla media europea; le famiglie con un consumo compreso tra 2.500 e 5.000 KWh/anno pagano, invece, molto di più rispetto alla media europea. È molto importante notare che le famiglie che rientrano nella soglia di consumo fino a 5000 KWh/anno, sono il 96% dei clienti italiani e consumano il 90 % dell'energia elettrica prodotta. Il confronto rispetto alla media europea è visibile nel seguente grafico¹⁴⁵ :

¹⁴⁴ *Idem*

¹⁴⁵ Onoff.it blog.it- Il blog di Assoelettrica, "*L'Autorità fa il punto sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori finali*", Aprile 2015, disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14451>

Figura 2. Prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici con consumo annuo compreso tra 2.500 e 5.000 kWh

Prezzi al lordo delle imposte c€/kWh; anno 2014



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

C'è da chiedersi quanto hanno pesato gli incentivi alle rinnovabili sia sul prezzo al dettaglio che su quello all'ingrosso. La risposta arriva dallo studio dell'Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano che analizza il periodo compreso fra il 2011 e il 2014.¹⁴⁶ Lo studio fa presente che le fonti rinnovabili hanno prodotto il 23% dell'energia elettrica nel 2014 e che gli investimenti complessivi nei vari tipi di fonti rinnovabili hanno raggiunto 1.474 miliardi di euro. Durante questo periodo di riferimento, il PUN ha subito una riduzione del 16,9% grazie alle rinnovabili, per un valore di 3,8 miliardi di euro. La bolletta elettrica, invece, è aumentata di 3,444 miliardi di euro a causa dei seguenti aumenti:

- il costo del servizio di dispacciamento è aumentato di 1,86 miliardi di euro (+120%);
- il costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura è aumentato di 663 milioni di euro;

¹⁴⁶ Indagine riportata su Onoff.it blog.it- il blog di Assoelettrica, "Rinnovabili, per ora bilancio in rosso, dal 2030 in positivo. Le FER hanno ridotto il prezzo dell'energia elettrica di 3,8-6,2 miliardi di €, ma maggiori costi per il sistema portano il bilancio in rosso", Maggio 2015. Disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14885>

- gli oneri generali di sistema sono cresciuti di 7,176 miliardi di euro (nel 2014 componente A3 è arrivata a costare 13,2 miliardi di euro, di cui 11,88 miliardi di euro per fonti rinnovabili ‘pure’ e 1,32 miliardi di euro per fonti assimilate).

Secondo lo studio, considerando il breve periodo 2011-2014, le rinnovabili hanno causato costi aggiuntivi tra 7 e 8 miliardi di euro. Nel lungo periodo, cioè fino al 2030, invece, l’effetto delle rinnovabili sarà quello di ridurre la bolletta elettrica complessiva tra 3,2 e 4,8 miliardi di euro l’anno, considerato che i costi di rete si manterranno anche in futuro, che gli incentivi si esauriranno nel 2035, e che continueranno gli effetti di riduzione sul PUN.

Ormai quindi, le fonti rinnovabili sono una parte irrinunciabile del mix energetico italiano, soprattutto alla luce della politica energetica della UE che punta alla pressoché completa decarbonizzazione del sistema energetico entro il 2050.

3.3 L’impatto sulla qualità del servizio

Uno dei motivi sottostanti alla scelta di liberalizzare i servizi di pubblica utilità è quello di migliorare la qualità del servizio, oltre a rendere il sistema più efficiente nel suo complesso. La qualità del servizio elettrico riguarda le fasi di trasmissione, distribuzione e vendita al consumatore finale. La qualità del servizio di trasmissione, ossia la continuità del servizio, viene misurata tramite un indicatore di energia non fornita. Il gestore e il proprietario della rete nazionale, Terna, comunica annualmente all’Autorità l’andamento di questo indicatore in relazione alle cosiddette «disalimentazioni», cioè la mancanza di collegamento fra l’energia che viaggia in rete e l’utente connesso ad essa. Dal 2006 in poi il valore dell’indicatore è diminuito: nel 2009, l’energia non fornita a causa di incidenti è stata pari a 2.464 MW rispetto ai 3.477 MW di energia non fornita nel 2006.

La qualità del servizio di distribuzione è regolata dall'Autorità tramite un apposito strumento specificato nel *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica*. Questo strumento introduce degli standard di qualità minimi per i clienti in bassa tensione che gli operatori devono raggiungere annualmente, univocamente misurabili e controllabili dall'Autorità, ed uno schema di premi e penalità che interessa tutti quegli operatori che si trovano al di sopra o al di sotto delle soglie di *performance* fissate. Oltre a monitorare le interruzioni sulla rete di bassa tensione, l'Autorità prevede un analogo schema di premi/penali anche per le interruzioni occorse sulla rete di media tensione. Qualora un'impresa di distribuzione non rispetti i livelli specifici previsti per i clienti in media tensione, è chiamata a corrispondere degli indennizzi automatici¹⁴⁷.

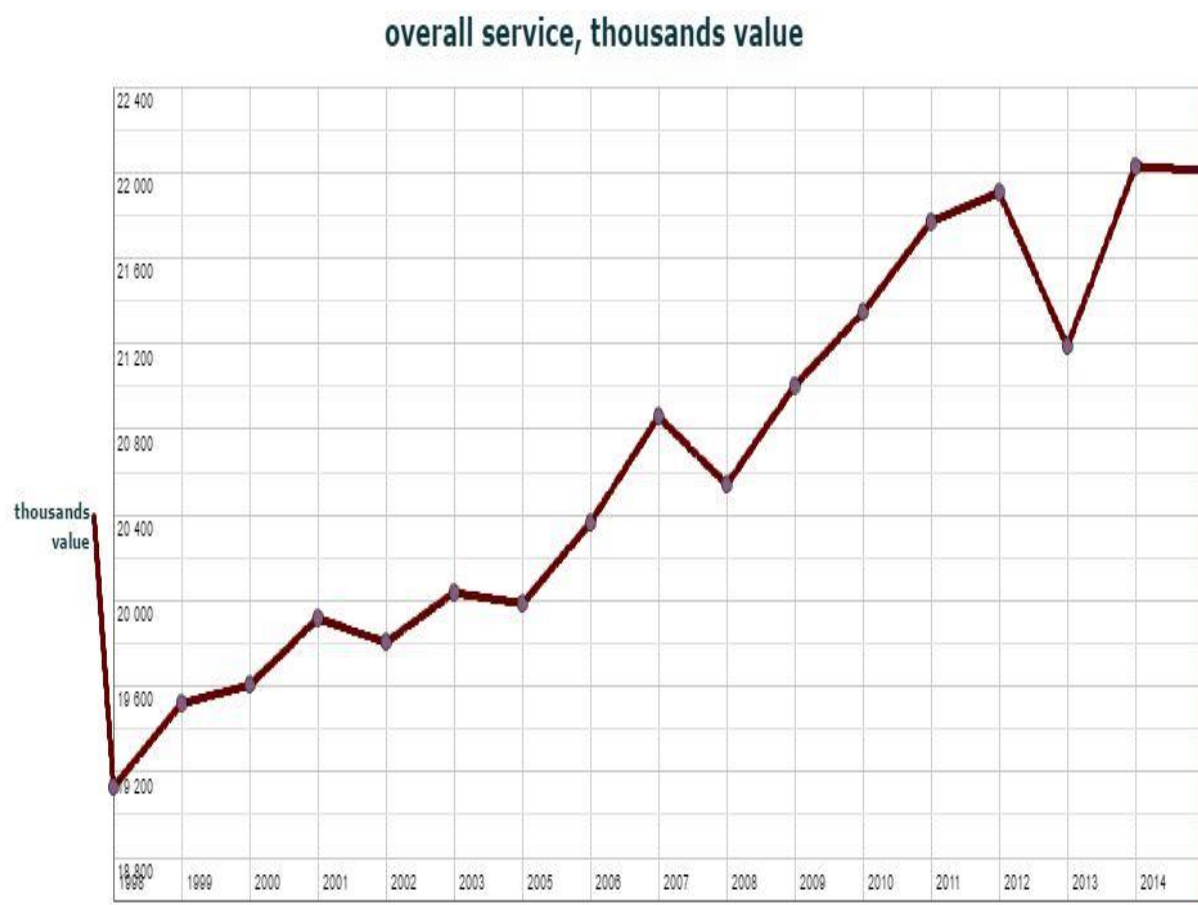
La prima regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione è stata introdotta nel 2000. Da allora si registra un trend di miglioramento della durata delle interruzioni di energia per cliente, registrato nel periodo 2000-2009. L'Autorità è anche intervenuta in tema di regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita, approvando il *Testo integrato della qualità della vendita* con la delibera del 2008 ARG/com 164/08¹⁴⁸. La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione ha origine nel 2000 e fissa standard nazionali che esprimono i tempi massimi degli allacciamenti, delle attivazioni, delle disattivazioni del servizio: se l'impresa non eroga il servizio nel tempo massimo previsto, il cliente finale può essere rimborsato. Come fa notare l'Autorità, il numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale sono cresciuti dal 2000 al 2007, per poi dimezzarsi nel 2008 e continuare a diminuire nel 2009. Ciò soprattutto grazie all'introduzione dei contatori elettronici, che diventeranno più sofisticati a partire dal 2016 grazie al contatore intelligente e al sistema detto "Telegestore" che permette di controllare gli apparecchi elettronici a distanza. Dal 2009, l'Autorità è intervenuta con l'obiettivo di rafforzare la tutela dei consumatori nel rapporto commerciale fra essi e il venditore.

¹⁴⁷ M. Polo, G. Cervigni, F. M. D'Arcangelo, F. Pontoni, "La regolazione delle reti elettriche in Italia", Report Iefe, Giugno 2014, p. 23. Disponibile al link: <https://www.unibocconi.eu/wps/wcm/connect/3e14d72f-bf69-4612-bdf7-c39c6267924a/RR+15.pdf?MOD=AJPERES>

¹⁴⁸ Disponibile al link: www.autorità.energia.it

Il Testo integrato della qualità della vendita prevede che il cliente possa effettuare reclami anche di tipo tecnico al proprio venditore. È stato previsto, infatti, un unico interlocutore: il venditore che funge da tramite con il distributore. Ciò è stato introdotto a seguito della separazione delle attività di distribuzione e di vendita per semplificare la procedura di reclamo. Affinché il meccanismo dell'interlocutore unico funzioni, è necessario che il sistema informatico tra venditore e distributore sia efficiente, in modo che il loro dialogo rispetto al problema del cliente si svolga in maniera tempestiva. Il mancato rispetto degli standard di qualità comporta un indennizzo automatico a favore del cliente. L'Istat ha condotto un'indagine nel 2015 sul grado di soddisfazione delle famiglie rispetto agli aspetti quotidiani, tra cui la qualità del servizio elettrico (nella quale rientra la comprensibilità della bolletta, il rispetto dei tempi delle prestazioni richieste dal cliente al venditore, la qualità del servizio call center). L'indagine raccoglie un campione di circa 22.400 famiglie e va dal 1998 al 2014. Riguardo al servizio elettrico complessivo, nel 1998, 19.200 famiglie si sono dichiarate soddisfatte. Il trend è crescente, con andamento irregolare: nel 2007 raggiunge un picco di 20.800 famiglie soddisfatte per poi calare bruscamente nel 2008 (anno della crisi e dell'aumento dei prezzi dell'energia); riprende l'andamento crescente, fino a un calo della soddisfazione nel 2013, quando il prezzo dell'elettricità arriva a 0,1913 €/KWh: 21.189 famiglie rispetto alle 21.917 dell'anno precedente si ritengono soddisfatte. Le famiglie che si dichiarano soddisfatte dal servizio elettrico complessivo nel 2014 sono 22.030 su un campione di 22.400. Ciò risulta chiaramente nel grafico seguente¹⁴⁹:

¹⁴⁹ I risultati dell'indagine sono consultabili al sito: <http://dati.istat.it/?lang=en#>



Fonte: ISTAT

CAPITOLO IV

LA NUOVA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA:

ENERGY UNION E NEW MARKET DESIGN

4.1 Il pacchetto «Unione dell'Energia»

Dopo la liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas naturale, l'industria energetica ha sperimentato una rivoluzione globale: nel settore elettrico è aumentata la produzione da fonti rinnovabili, la generazione elettrica non è più concentrata su un numero relativamente limitato di impianti ma è diffusa su un elevato numero di autoproduttori.

Dopo un aumento degli investimenti per adeguare il settore elettrico al nuovo contesto concorrenziale, la crisi economica e il calo della domanda di energia hanno rallentato lo sviluppo del settore. Alla luce degli obiettivi di sostenibilità ambientale, da raggiungere tramite la promozione dell'efficienza energetica, l'utilizzo maggiore dell'energia elettrica da fonti rinnovabili negli usi finali e l'adeguamento delle infrastrutture esistenti, è indispensabile creare le condizioni per attrarre gli investimenti privati in questo settore.

Recentemente, la Commissione Europea ha avviato un nuovo dibattito intorno al tema dell'energia e allo sviluppo delle infrastrutture. L'obiettivo della Commissione è quello di creare la cosiddetta «Unione energetica europea». La proposta arriva dalla Commissione Juncker, insediatasi a novembre 2014, durante il primo anno della sua attività: il 25 febbraio 2015 è stato presentato il pacchetto «Unione dell'Energia», adottato dal Consiglio l'8 Giugno 2015.

La procedura legislativa europea in materia energetica è stata avviata dalla *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e*

Sociale Europeo, al Comitato delle Regioni e alla Banca Europea per gli Investimenti: una strategia quadro per un'Unione dell'Energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici.

Tale Comunicazione definisce le priorità per il periodo 2015-2020, articolate in cinque obiettivi programmatici:

1. Sicurezza delle forniture, solidarietà e fiducia;
2. Piena integrazione del mercato europeo dell'energia;
3. Efficienza energetica per contenere la domanda;
4. Decarbonizzazione dell'economia;
5. Ricerca, innovazione, competitività.

Per il biennio 2015-2016, la normativa europea si è focalizzata sulla definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto delle caratteristiche dei mercati elettrici dei singoli Stati membri, dell'integrazione delle fonti rinnovabili, quindi della esigenza di flessibilità, e infine dei meccanismi di remunerazione della capacità di generazione da fonti convenzionali che viene utilizzata per sopperire alla eventuale mancanza da fonti rinnovabili¹⁵⁰.

La volontà della Commissione di ridisegnare il nuovo assetto del mercato elettrico è stata manifestata a Luglio 2015 con la presentazione del documento “*Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato elettrico*”. L'attuale assetto del mercato risulta ormai obsoleto a causa dello sviluppo tecnologico e delle fonti rinnovabili avvenuto negli ultimi anni. Si avverte la necessità di adeguare il settore elettrico agli obiettivi di riduzione delle emissioni fissati al 2030 e al 2050; farlo con la consapevolezza che i mercati elettrici regionali sono sempre più integrati grazie all'interconnessioni delle reti; tenere presente l'alta incidenza delle fonti rinnovabili sulla domanda di energia totale e il bisogno di un sistema energetico più flessibile sia dal lato della domanda che dell'offerta, dato che l'energia prodotta da fonti rinnovabili non è programmabile.

La Commissione mira a «*un sistema energetico integrato a livello continentale che consenta ai flussi di energia di transitare liberamente attraverso le frontiere, si fondi sulla*

¹⁵⁰ Si tratta di un meccanismo istituito per la prima volta in Italia nel 2003 che garantisce una adeguata remunerazione agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti termiche, che l'attuale contesto di mercato non assicura.

concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse e disciplini efficacemente i mercati dell'energia a livello europeo dove necessario»¹⁵¹.

Il sistema energetico europeo importa il 53% del proprio fabbisogno energetico con un costo di circa 400 miliardi di euro. È il primo importatore di energia nel mondo con il rischio di essere troppo vulnerabile alle crisi energetiche: sei stati membri dipendono da un unico fornitore esterno per l'approvvigionamento di gas, il 94% dei trasporti dipende dai prodotti petroliferi, di cui il 90% importati, il 75% degli edifici è a bassa efficienza. Si stima che ogni punto percentuale di aumento del risparmio energetico consenta di ridurre le importazioni di gas del 2,6%¹⁵². Nel comparto delle energie rinnovabili, le imprese europee detengono il 40% di tutti i brevetti relativi alle tecnologie rinnovabili. Secondo la Commissione Juncker *«la posta in gioco per l'Europa è il mantenimento di un ruolo guida negli investimenti globali a favore delle energie rinnovabili»*.

L' *“Unione dell'energia resiliente”*, prospettata dalla Commissione, è articolata intorno a una politica lungimirante per il clima, volta a promuovere un'economia sostenibile che duri nel tempo. L'obiettivo climatico ed energetico è un tema trasversale a diversi ambiti, primo fra tutti quello dell'unione dei mercati capitali che permetterà all'Europa di diventare un *hub* per gli investimenti¹⁵³.

Perseguire l'obiettivo della crescita economica e sostenibile significa puntare sul ruolo strategico degli investimenti, soprattutto nel settore energetico.

Il sondaggio condotto da “The European House- Ambrosetti” per lo studio *«Empowering Europe's Investability»*, in partnership con Enel, dimostra l'importanza strategica di un mercato energetico efficiente, sicuro, sostenibile e competitivo per incoraggiare le decisioni di investimento in Europa. Il sondaggio internazionale è stato condotto su un determinato campione di *business leaders* di aziende multinazionali europee e non, in 8 paesi: Germania, Francia, Italia, Regno Unito, Cina, Giappone, Russia, Stati Uniti. La domanda posta è stata: “Riguardo le decisioni di investimento nella tua azienda, quanto è cruciale avere un mercato energetico europeo efficiente,

¹⁵¹ COM (2015) 80 Final

¹⁵² *Idem*

¹⁵³ Jean Claude Juncker, Presidente della Commissione Europea, nel discorso sullo “Stato dell'Unione” al Parlamento di Strasburgo, in data 14-09-16. Video disponibile al link: <http://www.europarl.europa.eu/ep-live/it/plenary/video?date=14-09-2016>

sicuro, sostenibile e caratterizzato da prezzi competitivi?” Il 68% sul totale de campione afferma che il mercato energetico è rilevante per gli investimenti in Europa. Di questa percentuale, il 14% attribuisce ad esso un “altissimo livello di importanza”, il 25% un “alto livello di importanza” e il 29% un “livello medio di importanza”. Solo il 4% e il 5% dei *business leaders* attribuiscono al mercato energetico, rispettivamente, un “basso livello di importanza” e un “bassissimo livello di importanza”¹⁵⁴.

4.2 Market design consultation: il parere degli stakeholders

La consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato elettrico è cominciata il 15 Luglio 2015 e si è conclusa il 9 Ottobre 2015. Come sempre accade nel processo legislativo europeo, il momento della consultazione pubblica è largamente inclusivo. La Commissione ha ricevuto 320 risposte, di cui il 50% proviene da associazioni nazionali o europee del settore elettrico, il 26% di da imprese che operano nel settore dell'energia, altre osservazioni provengono da 17 governi nazionali, oltre che da singoli cittadini e istituti accademici.

L'avvio della consultazione parte da diverse constatazioni. Innanzitutto, la Commissione nota che, dopo l'adozione del terzo pacchetto sul mercato interno, i mercati all'ingrosso sono sempre più caratterizzati dalla concorrenza leale e aperta e, anche se in maniera minore, la concorrenza interessa anche il mercato al dettaglio.

L'elettricità generata da fonti rinnovabili è diventata una delle più importanti fonti di elettricità, segnando una transizione verso un sistema energetico a basso livello di carbonio. La produzione di energia elettrica non avviene più solo nelle grandi centrali ma anche in impianti collegati a piccole industrie che non gravano sulla linea di trasmissione ma solo su quella della distribuzione. Il nuovo design del mercato dovrebbe garantire, pertanto, che i mercati energetici siano in grado di affrontare questa transizione ad un costo minimo. Affinché ciò accada servono segnali di prezzo chiari e di lungo periodo in modo da facilitare gli investimenti necessari alla modernizzazione del parco elettrico.

¹⁵⁴ Fonte: risultato del sondaggio internazionale sugli investitori commerciali condotta da The European House-Ambrosetti, 2016, p. 102

Il risultato della consultazione è stato pubblicato dalla Commissione tramite una sintesi delle osservazioni pervenute¹⁵⁵. La maggior parte degli *stakeholders* ha manifestato la preoccupazione per la volatilità dei prezzi dell'energia elettrica che si è registrata nell'ultimo periodo. I prezzi regolati sono percepiti come il maggiore ostacolo allo sviluppo del settore, oltre al fatto che le dinamiche dei prezzi all'ingrosso non si riflettono su quelle al dettaglio. Secondo gli operatori la formazione dei prezzi dovrebbe essere più elastica rispetto alle dinamiche di domanda e offerta di energia. Le sfide del settore elettrico, secondo gli operatori, devono essere affrontate anche con una revisione del meccanismo della remunerazione della capacità di generazione di riserva degli impianti da fonti convenzionali, visto che le sole dinamiche di mercato non sono in grado di far recuperare i costi fissi durante le ore di picco della domanda di elettricità.

Il ruolo del gestore della distribuzione è cruciale nel nuovo assetto di generazione distribuita e la sua neutralità e indipendenza devono essere garantite da una normativa stringente. Si auspica, infatti, la creazione di una figura europea che rappresenti tutti i distributori regionali, così come è stato fatto sul fronte dell'attività di trasmissione con l'istituzione dell'Acer, il cui ruolo dovrebbe essere reso maggiormente indipendente dalle istanze degli Stati nazionali.

Il processo legislativo di *drafting* delle direttive concernenti la ridefinizione del *market design* è attualmente in corso e la presentazione delle direttive del «*Market design Package*» è attesa non oltre la prima metà del 2017, per essere adottate nella seconda metà del 2018. Il Pacchetto in questione comprende:

- La direttiva sulla regolazione delle infrastrutture energetiche;
- La direttiva sulla regolazione dell'Acer;
- La direttiva sulle fonti rinnovabili;
- La direttiva “elettricità”;
- La direttiva sulla sicurezza delle forniture elettriche;
- La direttiva sull'efficienza energetica.

¹⁵⁵Elaborato della DG Energy, disponibile al link:
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/First%20Results%20of%20Market%20Design%20Consultation.pdf>

L'attività legislativa europea in tema energetico si sta muovendo attualmente in un contesto politico di incertezza. Il 2015 e il 2016 sono anni focalizzati sulla definizione di una strategia che si dispiegherà fino al 2019, ultimo anno di mandato della Commissione Juncker. Attualmente, la situazione politica interna ad alcuni Stati membri non assicura un clima politico di stabilità: mancanza di governo in Spagna; elezioni in Germania attese verso la metà del 2017 ed elezioni in Francia nel Maggio 2017; referendum costituzionale in Italia che rischia di cambiare le dinamiche politiche e di governo. Anche il risultato delle elezioni negli Stati Uniti sarà importante per definire il futuro rapporto tra Unione Europea ed America. In ultimo, ma non per importanza, la «Brexite» cambierà sicuramente alcune dinamiche interne all'Unione ma è ancora presto per immaginare quali. Tuttavia, il suo impatto sul settore energetico sarà limitato: molto probabilmente il Regno Unito resterà nel meccanismo dell'Emission Trading System (ETS)¹⁵⁶. Tale meccanismo è uno degli strumenti principali per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. A Luglio 2015 la Commissione Europea ha annunciato una proposta di riforma al fine di rendere ancora più efficace la sua funzione incentivante.

Il sistema ETS è un meccanismo cosiddetto Cap&Trade, basato sulla determinazione di un limite (*cap*) delle quote di emissione di gas serra (GHG) che le industrie devono rispettare. Ognuna di esse, infatti, è titolare di un permesso ad emettere una certa quantità di GHG; se questo limite viene oltrepassato, l'industria deve comprare altri permessi ad emettere gas serra su un mercato (*trade*) dove le industrie più virtuose hanno collocato i proprio permessi, che acquistano così un preciso valore monetario. Si tratta di un sistema che incentiva le industrie a realizzare investimenti in tecnologie efficienti piuttosto che nell'acquisto di permessi ad emettere gas ad effetto serra.

Il meccanismo funziona “a cascata”: a livello europeo viene fissata la quantità massima di quote di emissione che da assegnare ai diversi paesi, in base agli obiettivi di tutela ambientale; questa quota viene poi ripartita fra gli Stati, e in ogni Stato viene fissato il limite per le industrie e gli aeromobili. Più gli obiettivi diventano ambiziosi, più la quantità di quote di emissione consentite si riduce. Il *cap* europeo per il 2016 è di

¹⁵⁶ The European House- Ambrosetti – Enel S.p.A, “Empowering Europe’s Investability”, 2016

1.969 miliardi di quote e, durante l'attuale periodo di riferimento 2013-2021, viene ridotto annualmente dell'1,74%, (38 milioni di quote).

Secondo la proposta di riforma del 2015, tenuto conto dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 40% al 2030, il fattore lineare di riduzione dovrebbe diventare del 2,2% all'anno, (55 milioni di quote). Nella prossima Conferenza delle Parti di Marrakesh (Cop22), a novembre 2016, la riforma del meccanismo degli ETS avrà un ruolo rilevante nel dibattito con i Paesi in via di Sviluppo.

4.3 Il New Deal per i consumatori

La Comunicazione «Un “new deal” per i consumatori»¹⁵⁷ è stata presentata il 15 Luglio 2015 dalla Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale europeo e al Comitato delle Regioni.

Alla luce di questa Comunicazione, il cittadino riveste un ruolo prioritario nella transizione energetica e nella creazione di una unione dell'energia. Il cambiamento che ha investito il settore energetico, dalla fine degli anni '90 in poi, non si è riflesso in maniera ottimale sui mercati al dettaglio del settore dell'elettricità e del gas. I clienti non dispongono di informazioni adeguate su costi, consumi e offerte del mercato; sui nuclei familiari pesa la quota crescente degli oneri di rete, delle tasse e delle imposte nella bolletta di energia elettrica media; La presenza di contatori intelligenti che danno informazioni sulle fonti di energia distribuita è ancora limitata.

Il *new deal* prospettato dalla Commissione è quello di rafforzare il ruolo dei consumatori grazie a una strategia basata su tre pilastri:

1. Un maggiore potere decisionale per gli stessi consumatori;
2. Case e reti intelligenti;
3. Gestione e protezione dei dati.

¹⁵⁷ COM (2015)339 Final. Disponibile al link: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A52015DC0339>

Il ruolo attivo dei consumatori è legato allo sviluppo dell'autoproduzione e dell'autoconsumo, che ridurranno anche i costi energetici. Infatti, *“se i consumatori producono la propria energia elettrica grazie a sistemi locali di energia rinnovabile, consumano meno energia elettrica fornita dalla rete. Questo inciderà sulle modalità di calcolo delle tariffe di rete. Le tariffe di rete dovrebbero essere strutturate in modo da rispecchiare i costi in maniera equa, sostenendo nel contempo l'efficienza energetica e gli obiettivi in materia di energie rinnovabili, pur restando di semplice comprensione e trasparenti per i consumatori”*¹⁵⁸.

Il coinvolgimento dei consumatori nel nuovo mercato al dettaglio può essere rafforzato dalle tecnologie intelligenti applicate alle reti e in ambiente domestico, senza comportare oneri. Si tratta di sistemi di misurazione intelligente per facilitare la gestione dei consumi, bilanciando i consumi del singolo consumatore e la sua microproduzione.

Il futuro del mercato energetico sarà caratterizzato da un ampio flusso di dati. Pertanto, si pone il problema di garantire l'accesso diretto ai dati in modo non discriminatorio. Alla luce di ciò, la Commissione, nel quadro della strategia per il mercato unico digitale nel 2016, si è impegnata a proporre un'iniziativa per il libero flusso dei dati in cui saranno trattati i temi della proprietà, dell'interoperabilità, della fruibilità e dell'accesso ai dati (compresi i dati in ambito energetico)¹⁵⁹.

La Comunicazione sottolinea anche l'importanza della tutela dei consumatori vulnerabili, cioè quelli con un reddito basso che vivono in abitazioni inadeguate, senza possibilità di promuovere l'efficienza energetica. Contemporaneamente all'eliminazione dei prezzi regolamentati, dovrebbe essere attuato un meccanismo di tutela da incardinare nel sistema generale di previdenza sociale, oppure da garantire tramite una “tariffa solidale”. Dato che i meccanismi di tutela si riflettono sui consumatori che non ne beneficiano, la Commissione raccomanda di inserirli in un sistema che minimizzi i costi complessivi in modo da limitare le distorsioni derivanti dai prezzi regolamentati.

¹⁵⁸ *Idem*

¹⁵⁹ *Ibidem*

4.4 Il nuovo scenario di riferimento per la *Energy Roadmap* al 2050

Il 15 dicembre 2011, un Comunicato Stampa della Commissione europea¹⁶⁰ annunciava la Tabella di marcia per l'energia al 2050. L'ambizioso obiettivo da raggiungere è quello di ridurre le emissioni di CO₂ dell'80-95% entro il 2050, tramite una pressoché totale decarbonizzazione dei processi di produzione dell'energia elettrica. Il documento parte dall'analisi di vari scenari e descrive le conseguenze di un sistema energetico a zero emissioni di carbonio e la strategia per realizzarlo. Si tratta di un documento che ha la funzione di punto di riferimento per gli Stati Membri nelle loro scelte in materia energetica, in modo da creare i presupposti economici certi per incoraggiare gli investimenti privati.

Gli scenari analizzati sono basati sulla combinazione di diversi elementi che aiuteranno a raggiungere l'obiettivo, come ad esempio le fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, la cattura e lo stoccaggio di CO₂. Tali scenari si sviluppano su 3 archi temporali: 2020-2030-2050. Ogni tre anni la Commissione aggiorna gli scenari in base ai trend di mercato e del contesto globale.

La Commissione, nel mese di Agosto 2016, ha pubblicato un documento sull'aggiornamento dello scenario di riferimento per la *Energy Roadmap* al 2050: «*EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050*». L'aggiornamento dello scenario viene effettuato ogni 3 anni sulla base dei trend di mercato e del contesto globale. Il Report comincia con il riferimento all'anno 2020. Si prospetta che, grazie al combinato disposto della legislazione in ambito energetico e di quella in ambito climatico, si otterrà una riduzione dei consumi del 18% rispetto al 1990 determinata dalla maggiore efficienza nell'uso dell'energia e una riduzione del 26% delle emissioni di gas serra. Per il 2030 si stima una riduzione del risparmio di energia primaria del 24%. Nello stesso anno, la quota di energia da fonti rinnovabili arriverà al 24% del totale di energia prodotta grazie al potere incentivante del *Emission Trading System*, e raggiungerà il 31% nel 2050.

L'unica nota negativa è rappresentata dalla riduzione delle emissioni di gas serra, che secondo le stime, nel 2030 sarà del 35% rispetto al 1990 e del 48% nel 2050: soglie al di sotto dell'obiettivo prospettato dalla tabella di marcia, secondo la quale si dovrebbe

¹⁶⁰ Disponibile al link: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1543_it.htm

ottenere una riduzione complessiva tra l'80% e il 95% dell'emissioni di gas serra rispetto al 1990, nel 2050.

In base al nuovo scenario, ci sarà una tendenza costante alla crescita della penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali di energia: fino al 2020 il tasso di crescita della domanda di energia elettrica sarà dello 0,3% all'anno; dal 2020 al 2050 la domanda di energia elettrica aumenterà dello 0,7% all'anno.

Il ruolo dell'energia elettrica negli usi finali interesserà soprattutto il settore dei veicoli elettrici commerciali leggeri: la domanda di questo settore nel 2050 dovrebbe essere pari al 15% della domanda complessiva di energia elettrica. L'uso dell'energia elettrica nel settore dei trasporti, invece, aumenta solo leggermente: attualmente la domanda di questo settore è pari all'1% del totale, arriverebbe al 2% nel 2030 e al 4% nel 2050. Grazie all'attuazione delle politiche di efficienza energetica, la produzione di energia nell'Unione Europea diminuirà di circa il 13% dal 2015 al 2050. Il mix di produzione di energia elettrica sarà caratterizzato da una forte riduzione dei combustibili fossili e da un aumento significativo della quota di energia solare: +36% nel 2050.

Il mix elettrico europeo evolverà considerevolmente a favore delle rinnovabili. Fino al 2020, questo accadrà a discapito del gas, a causa delle politiche europee per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, dei prezzi del carbone decisamente più bassi di quelli del gas e dei bassi prezzi della CO₂, che non agevolano la sostituzione del carbone con il gas. Dopo il 2020, invece, il cambiamento è caratterizzato da un ulteriore incremento delle fonti rinnovabili, stavolta accompagnato da un maggiore *shift* dal carbone al gas, guidato principalmente dall'incremento dei prezzi della CO₂¹⁶¹.

La quota dell'energia nucleare diminuirà gradualmente nel tempo dal 27% del 2015 al 22% nel 2030, nonostante alcune nuove costruzioni ed interventi di estensione della vita utile degli impianti esistenti¹⁶².

¹⁶¹ Onoff-blog.it, il blog di Assoelettrica, “*Al 2050 più di metà dell'energia elettrica in Europa sarà da fonti rinnovabili*”, settembre 2016. Disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=18334>

¹⁶² *Idem*

4.5 Gli affari europei dell'Enel a Bruxelles

L'attività dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles risulta strategica per gli interessi privati e di servizio pubblico della principale azienda energetica italiana che opera a livello globale.

La *governance* multilivello dell'Unione Europea investe la maggior parte delle politiche pubbliche che, prima della nascita dell'Unione, erano di esclusiva competenza degli Stati nazionali. Il processo decisionale europeo deve bilanciare gli interessi di una grande varietà di Stati membri che hanno strutture economiche differenti l'una dall'altra.

È noto che a Bruxelles si svolge la seconda attività di lobbying più intensa dopo Washington. L'attuale assetto istituzionale dell'Europa rende importante il ruolo dei lobbisti all'interno del processo decisionale: la Commissione Europea dovendo legiferare su temi concernenti diverse culture ed economie, ha la necessità di essere informata sulla posizione dei rappresentanti di specifici interessi al fine di rendere la produzione normativa efficace e qualitativamente migliore. A titolo d'esempio si può citare l'ufficio affari europei dell'Enel che opera su tre macro temi: regolazione; finanziamenti; antitrust. Ogni dossier d'interesse in ambito energetico e climatico, ma anche in settori trasversali ad esso, viene analizzato con riferimento alla regolazione del tema d'interesse, alla possibilità di accedere ai finanziamenti europei per promuovere la realizzazione di progetti strategici per la società, all'approfondimento del tema della concorrenza e degli aiuti di Stato, soprattutto dopo la liberalizzazione del settore elettrico.

La funzione dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel è quella di valorizzare il rapporto con i legislatori della Commissione, del Parlamento e del Consiglio, elaborando diversi *position papers* da porre alla loro attenzione in merito alle proposte legislative correnti. L'Enel elabora la sua visione in stretto contatto con diverse associazioni di cui è membro e che operano nel settore energetico ed ambientale, fra cui *Eurelectric*, *Business Europe*, *Eurogas*, *Wind Europe*, *Solar Power*, *EDSO for smart grids*.

Il dialogo con la Commissione Europea comincia a valle della presentazione del documento di consultazione tematico, che avvia ufficialmente il dibattito con gli *stakeholders*. Si sviluppa grazie a un network che ruota intorno ai direttori generali e ai componenti delle Direzioni Generali della Commissione. Le principali direzioni

generali di interesse in campo energetico sono la *DG Energy*, la *DG Comp*, la *Dg Clima*, la *DG Growth*, la *DG Move*.

Nell'ambito delle nuove proposte legislative in materia di *Energy Union* e *New Market Design*, l'Enel sottolinea l'importanza dei segnali di prezzo di lungo termine e della revisione del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione. Quest'ultimo è un sistema di remunerazione nazionale che rientra nell'ambito degli aiuti di Stato e che, a livello europeo, la Commissione, tramite la *DG Comp*, monitora per evitare distorsioni nel libero mercato. Nel 2015, infatti, la Commissione ha avviato un'indagine sul sostegno finanziario concesso dagli Stati membri ai produttori e ai consumatori di energia elettrica per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità, cioè i "meccanismi di capacità di riserva". Essa teme che tali meccanismi possano favorire indebitamente determinati produttori o tecnologie e ostacolare gli scambi transfrontalieri di elettricità. In tal senso, valuta se i meccanismi di capacità siano conformi alle norme dell'Unione Europea in materia di aiuti di Stato¹⁶³.

Il *Capacity Remuneration Mechanism* (CRM) serve a compensare gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili sugli impianti di generazione da fonti convenzionali, permettendo a questi ultimi di recuperare i costi. Nonostante il mix di produzione di elettricità sia sempre più caratterizzato dalla presenza delle fonti rinnovabili, quelle fossili continueranno ad avere la funzione di adeguare il sistema elettrico ai picchi di domanda di energia che gli impianti da fonti non programmabili (quelle rinnovabili, appunto) non sempre sono in grado di assicurare.

L'Enel è presente da tempo nel settore delle fonti rinnovabili. Al 31 dicembre 2015, la capacità installata netta relativa alle fonti rinnovabili (inclusa la capacità idroelettrica) in Europa era pari a 22,8 GWe (39% della capacità totale in Europa), con una produzione netta da fonti rinnovabili (inclusa l'idroelettrica) pari a 37,9 TWh (23% della produzione totale in Europa). La produzione di energia da fonti convenzionali è ugualmente importante: a fine 2015, Enel registrava una capacità installata netta in Europa di 30,9 GWe per una produzione annuale di 86,5 TWh¹⁶⁴. Per questo motivo, gli interessi europei di Enel si stanno concentrando attualmente sull'elaborazione di

¹⁶³ C(2016)2017 Final, "Relazione intermedia relativa all'indagine settoriale sui meccanismi di capacità", 13-04-2016, disponibile al link: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_it.pdf

¹⁶⁴ *Idem*

un messaggio rivolto alla *DG Comp* in merito alla ridefinizione del *Market Design*. Esso si basa sull'analisi dei cambiamenti che hanno investito il settore elettrico negli ultimi 20 anni.

Negli anni 2000, a seguito della liberalizzazione, il mercato elettrico è stato caratterizzato da contratti di breve termine e ciò impediva agli *incumbent* nazionali di stipulare contratti di lungo periodo e mantenere una posizione dominante nel mercato. Tuttavia, l'eccessiva brevità dei segnali di prezzo e il cambiamento tecnologico hanno disincentivato gli investimenti nel settore elettrico. Ciò si ripercuote sulla sicurezza delle forniture a causa dell'aumento delle importazioni di energia, sul tema dell'adeguatezza delle infrastrutture, sia in tema di efficienza energetica che di conformità alle fonti rinnovabili, sulla tempistica della tabella di marcia verso gli obiettivi di tutela ambientale. La visione di Enel, da presentare al legislatore europeo, è quella di promuovere la decarbonizzazione garantendo un costo minimo e adeguando le infrastrutture energetiche alla maggiore presenza delle rinnovabili nel mix produttivo. Attualmente, si registra una bassa concentrazione della capacità di generazione, in quanto è cresciuta in misura rilevante il ruolo delle fonti rinnovabili, mentre le fonti convenzionali vengono utilizzate per coprire i picchi di domanda. In questo contesto, è necessario che il nuovo disegno del mercato elettrico sia caratterizzato da segnali di prezzo di lungo termine, attraverso lo svolgimento di aste competitive, che la revisione del meccanismo di capacità si riferisca a periodi temporali estesi, e che le infrastrutture siano adeguate allo sviluppo delle fonti rinnovabili in modo da minimizzare i costi di dispacciamento.

4.6 Intervista al dott. Simone Mori, presidente di Assoelettrica e Direttore dell'Ufficio Affari Europei Enel

Per meglio chiarire come si sviluppa l'attività di lobbying presso l'Unione Europea, nel seguito si riporta l'intervista al dott. Simone Mori, presidente di Assoelettrica e Direttore dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles

- *Dott. Mori, lo scorso Luglio 2015 l'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema idrico ha annunciato un rincaro delle bollette dell'elettricità a seguito dell'aumento dei costi di dispacciamento*

dovuto ad alcune operazioni anomale sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. L'associazione dei consumatori, il Codacons, ha denunciato l'aumento al Tar della Lombardia, che ha disposto la sospensione dell'aumento tariffario all'interno del regime di maggior tutela. L'Authority, successivamente, ha richiesto il ritiro del provvedimento. Alla luce di ciò, nasce il dubbio che il libero mercato non sia in grado di garantire da solo la tutela del consumatore e che non sia pronto per l'abolizione dei prezzi tutelati. Lei crede che questo evento possa influenzare il dibattito corrente sull'abolizione del regime di maggior tutela previsto dal Ddl Concorrenza?

– Sicuramente questi eventi rafforzeranno la posizione di chi pensa che i tempi non siano ancora maturi per liberalizzare. Non penso che sia giusto, però, lasciare che questi eventi influenzino il dibattito in corso. La denuncia del Codacons e la sospensione dell'aumento del costo della componente di dispacciamento, mostrano che gli strumenti di tutela del consumatore ci sono e sono tanti: l'indagine dell'Authority riguardo le operazioni anomale sul mercato all'ingrosso; l'intervento del giudice amministrativo; l'indagine del parlamento della Repubblica; interventi evidenti e molto rigorosi da parte del governo in reazione a eventi ambigui di mercato. Per presidiare il mercato e impedire abusi, quindi, gli strumenti ci sono. Bisogna anche considerare che i prezzi dell'energia elettrica nel primo semestre del 2016 sono stati i più bassi della storia recente dei prezzi dell'elettricità in Italia. C'è una concorrenza molto vigorosa a livello *wholesale* e altrettanto a livello *retail*. Sicuramente il mercato non è perfetto, soprattutto in un settore ad elevata complessità come questo, ma la vicenda che lei ha citato dimostra che gli strumenti di tutela del consumatore ci sono e agiscono tempestivamente. Non credo che il problema all'ordine del giorno sia quello di spingere o no verso una completa liberalizzazione. Sul tema c'è un dibattito in corso all'interno di Assoelettrica e, quindi, non posso ancora esprimermi ufficialmente in merito all'abolizione del servizio di maggior tutela. Credo però, che sia necessario intervenire sulla ridefinizione degli strumenti di mercato per adattarli al contesto attuale. Abbiamo degli strumenti riferiti a un mercato dove i prezzi sono legati ai costi marginali degli impianti e al tempo stesso vogliamo sviluppare gli impianti da fonti rinnovabili dove i costi marginali sono zero. Se c'è bisogno di un ripensamento degli strumenti, e sicuramente c'è, io lo ritengo correlato alla diversa evoluzione della struttura del mercato piuttosto che al tema specifico della tutela. La

liberalizzazione produce dinamiche complicate, soprattutto in un servizio pubblico essenziale come quello elettrico, ma non è mai mancata l'azione vigorosa dei *watchdog* a fare da contrappeso.

• *Assoelettrica ha manifestato la volontà di elaborare un memorandum d'intenti con Assorinnovabili in vista della futura elettrificazione della domanda di energia e del ruolo preponderante delle fonti rinnovabili nel mix di produzione elettrica. Le compagnie oil&gas hanno sottolineato l'importanza del gas naturale, fonte fossile meno inquinante del petrolio e del carbone, nella transizione energetica. Qual è la sua visione circa lo sviluppo di questa fonte fossile nel mix di produzione elettrica?*

– Il gas è una fonte importante. Una parte rilevante dell'approvvigionamento europeo e globale è legato al gas. Tutti gli scenari elaborati delle agenzie internazionali per l'energia prevedono una percentuale significativa del gas nel mix produttivo globale anche nei prossimi anni. È evidente che degli obiettivi di decarbonizzazione così ambiziosi presuppongono ingenti investimenti nel parco di generazione elettrica a favore degli impianti da rinnovabili. Decarbonizzazione significa sia maggiore penetrazione dell'elettricità negli usi finali ma anche un *freeze out* degli impianti a carbone. Ciò avvantaggerà il ruolo del gas nella componente di energia termoelettrica utile al bilanciamento dell'offerta di energia da fonti rinnovabili. Probabilmente, ma gli scenari non sono sempre certi, dopo un primo periodo di relativo aumento della domanda di gas, nel lungo periodo questa fonte è destinata a decrescere come tutte le altre fonti fossili.

• *L'attività di lobbying dell'Enel a Bruxelles si svolge fra le istituzioni europee, le associazioni di settore e think thank europei. Ciò avviene in un sistema di trasparenza definito dalla normativa europea ed entro le regole del Codice Etico della società. In base alla sua esperienza sua esperienza, cosa pensa della proposta di regolamentazione dell'attività di lobbying in Italia?*

– Il lobbying a Bruxelles e quello in Italia sono difficilmente comparabili. Questo non dipende dell'azione dei lobbisti ma dal funzionamento dei processi di decisione. Bruxelles è un mondo molto particolare, c'è molta meno *smoking room*¹⁶⁵, c'è un *turn-*

¹⁶⁵ “Stanza per fumatori”, qui intensa come stanza buia e fumosa in riferimento a un processo decisionale poco trasparente.

over continuo dei funzionari in carica, c'è la doppia dimensione geografica – settoriale delle politiche. Il livello di trasparenza è abbastanza elevato, per cui è difficile immaginare che possano esserci delle azioni di influenza così sofisticate da essere nascoste a lungo. Inoltre, c'è una dicotomia molto forte fra la struttura tecnica della Commissione e gli organi politici che fa sì che il processo decisionale non resti chiuso a lungo fra le maglie della Commissione. I documenti elaborati dalla Commissione sono blindati ed è molto difficile che si sappia cosa contengano prima che vengano resi pubblici. Una volta pubblicati è impossibile stravolgerne il contenuto; si riesce a limarlo, ricalibrarlo con argomentazioni e dati convincenti. Oppure si può tentare di sabotarne l'approvazione in Parlamento o in Consiglio come spesso è accaduto. La decisione si influenza all'inizio, nei luoghi pubblici; è un'influenza di pensiero e di discussione. Nei paesi membri è molto diverso: varia il procedimento decisionale e di conseguenza la dimensione del lobbying. Una proposta legislativa, dal momento della sua presentazione, subisce le influenze dei rappresentanti di interesse fino a un momento prima della sua approvazione. Il Parlamento italiano sta discutendo un disegno di legge sulla lobbying che è gravido di questioni ideologiche. Io credo che pensare di debellare il malaffare solo disciplinando l'attività di lobbying sia un'illusione. Sono entrambi obiettivi giusti ma non sono strettamente correlati. E' giusto istituire un registro della trasparenza al quale il lobbista deve iscriversi per accedere al Parlamento, ma è illusorio pensare che questo sia lo strumento più efficace per evitare che un amministratore disonesto e un operatore disonesto si incontrino in una stanza buia e fumosa per scambiarsi benefici vicendevolmente. Bisogna stare attenti, quindi, a non ideologizzare il dibattito sulla regolamentazione dell'attività di lobbying.

4.6.1 Settembre 2016, Tar Lombardia: sblocco dell'aumento delle tariffe e possibilità di rimborsi automatici per i consumatori

A dimostrazione della presenza e dell'azione tempestiva dei «cani da guardia» per la tutela dei consumatori all'interno del sistema elettrico liberalizzato, è utile fare riferimento a una recente ordinanza dei giudici amministrativi della Seconda Sezione del

Tar Lombardia. Il 16 Settembre 2016, il Tar Lombardia è tornato a pronunciarsi sulla questione relativa all'aumento delle tariffe nella bolletta elettrica. Secondo la recente ordinanza dei giudici amministrativi, la delibera dell'Authority 354/2016/R/eel sull'aumento delle tariffe nella bolletta elettrica, ritorna ad essere efficace. Il Tar non si è ancora pronunciato sul merito della questione ma dispone che l'aumento dei costi di dispacciamento, fino ad allora, resti in vigore. Allo stesso tempo, i giudici hanno chiesto all'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema idrico di definire un provvedimento con il quale definire le modalità di rimborso agli utenti nel caso il rincaro delle bollette venga bocciato nel merito¹⁶⁶. I giudici hanno ritenuto di dover affrontare il ricorso presentato dal Codacons in maniera prudente nei confronti del regolatore ma in misura cautelare nei confronti del consumatore. I giudici, infatti, «hanno considerato come il ricorso presenti profili di particolare ed elevata complessità, ritenendo pertanto, di "dover soddisfare le esigenze cautelari rappresentate dai ricorrenti mediante la sollecita definizione nel merito della controversia, assicurando altresì adeguata tutela all'interesse collettivo dei clienti finali alla certezza degli eventuali rimborsi spettanti in caso di accoglimento del ricorso (nel merito)". Allo stesso tempo hanno "ritenuto che quest'ultima finalità debba essere conseguita contemperando equamente l'interesse dei clienti finali con quello, ad esso contrapposto, all'integrale copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica", precisando inoltre che, in linea di principio, il prezzo di riferimento per il mercato tutelato debba coprire i costi effettivi del servizio, tra cui i costi connessi al servizio pubblico di dispacciamento»¹⁶⁷. I giudici hanno ordinato all'Autorità di emanare un provvedimento nel quale è indicata la modalità automatica di liquidazione e corresponsione del rimborso ai consumatori. Si tratta di un provvedimento ad efficacia subordinata all'accoglimento del ricorso, che sarà trattato nel merito durante la seduta pubblica fissata per il 16 febbraio 2017. Questa recente notizia sottolinea la rilevante e tempestiva presenza dei “guardiani” del sistema che agiscono a tutela del consumatore, sia in regime di maggior tutela che nel mercato libero.

¹⁶⁶ AskaNews, “ Autorità energia, Tar Lombardia sblocca aumenti bollette”, 16 Settembre 2016. Disponibile al link: http://www.askanews.it/economia/autorita-energia-tar-lombardia-sblocca-aumenti-bollette_711897362.htm

¹⁶⁷ *Idem*, il virgolettato è dell'autore

CONCLUSIONI

Le sfide del settore elettrico e il ruolo della politica

Il sistema elettrico riveste un'importanza strategica sotto diversi punti di vista: l'economicità del processo produttivo nazionale, quindi la competitività del Paese sul mercato globale, gli aspetti della vita quotidiana legati allo sviluppo delle nuove tecnologie ad alimentazione elettrica, gli obiettivi di tutela ambientale da perseguire tramite la crescita della quota dell'elettricità negli usi finali.

Il quadro che emerge dall'analisi del sistema elettrico negli ultimi venti anni presenta una forte dinamicità: è stato soggetto a interventi legislativi volti a promuovere da un lato l'obiettivo della libera concorrenza e, dall'altro, quello della sostenibilità ambientale. Gli obiettivi prospettati dal decisore pubblico nei primi anni '90 sono stati raggiunti: l'industria elettrica si è adeguata gradualmente alla regolazione del settore ed oggi le sfide del settore elettrico liberalizzato sono indirizzate verso un futuro a zero emissioni di carbonio. Per focalizzare il dibattito sugli obiettivi futuri e sugli strumenti atti a raggiungerli, è utile ricostruire brevemente i cambiamenti che hanno interessato il sistema elettrico europeo e quello italiano.

Prima degli anni '90, negli Stati membri dell'Unione Europea le fasi della filiera elettrica erano generalmente gestite da un'unica impresa verticalmente integrata sotto il controllo pubblico. In Italia, il servizio elettrico era stato affidato dal 1962 a un ente pubblico, l'Enel, responsabile delle fasi della produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia. Dalla seconda metà degli anni '90, l'Unione Europea ha promosso la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, sotto l'impulso delle politiche neoliberiste che avevano già portato la libera concorrenza nel sistema elettrico inglese.

L'obiettivo della creazione del mercato unico dell'energia, liberalizzando i settori dell'elettricità e del gas, è stato perseguito gradualmente, conciliando le istanze dei vari *incumbent* nazionali con le garanzie di tutela dei consumatori, in modo da permettere all'industria elettrica di adeguarsi in maniera flessibile al cambiamento e garantire un servizio di qualità a prezzi moderati. Tra il 1996 e il 2009 il legislatore europeo è intervenuto nel settore energetico tramite l'adozione di tre pacchetti di misure riguardanti l'accesso al mercato, la sua trasparenza e regolamentazione, la tutela

dei consumatori, il sostegno all'interconnessione e livelli adeguati di approvvigionamento.

L'Italia ha recepito la normativa europea di liberalizzazione del mercato elettrico con il decreto legislativo n° 79/1999, cosiddetto «Decreto Bersani», a seguito del quale l'Enel è stato obbligato a cedere 15.000 MW della propria capacità produttiva dopo l'istituzione dei «tetti antitrust», in modo da favorire la presenza di una pluralità di attori nella generazione elettrica. Pertanto, tra il 2000 e il 2004, sono state rilasciate autorizzazioni per nuove centrali termoelettriche per un totale di 19.757 MW di potenza installata, distribuita omogeneamente in tutta Italia.

Data la strutturale complessità del sistema elettrico, il processo di liberalizzazione ha interessato solo le attività di generazione e vendita di energia elettrica, mentre le attività di trasmissione e distribuzione hanno conservato l'originario assetto monopolistico in ragione delle loro caratteristiche tecniche. L'attività di trasmissione è affidata Terna, società quotata in borsa i cui azionisti di riferimento sono il Ministro dell'Economia e la Cassa Depositi e Prestiti, mentre l'attività di distribuzione si svolge in un regime di concessione pubblica di durata trentennale, rilasciata all'impresa distributrice che deve operare in totale autonomia e indipendenza rispetto alle altre attività della filiera a seguito dell'*unbundling* societario che ha interessato le imprese nazionali verticalmente integrate di ogni Stato membro.

Il consumatore, oggi, può scegliere il suo fornitore di energia sul libero mercato, dove i prezzi all'ingrosso si formano liberamente secondo le dinamiche della domanda e dell'offerta, o di usufruire del servizio di maggior tutela, dove l'Acquirente Unico acquista l'energia nella Borsa Elettrica contrattando il prezzo migliore.

La garanzia del buon funzionamento del sistema elettrico è assicurata dall'attività di regolazione delle Autorità Indipendenti per il settore energetico istituite in ogni Stato membro, che si coordinano a livello europeo tramite l'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori dell'Energia(ACER).

In Italia, la vicenda che ha coinvolto l'Autorità per l'Energia, il Codacons e il Tar Lombardia a seguito del rincaro della bolletta elettrica annunciato dall'Authority e denunciato dal Codacons, si è evoluta recentemente con una sentenza del giudice amministrativo a tutela del consumatore nello scorso Settembre 2016, evidenziando la prontezza e la pluralità dei meccanismi di tutela all'interno del sistema.

Il *Ddl Concorrenza*, attualmente all'esame del Parlamento Italiano, prevede l'abolizione del «servizio di maggior tutela», completando in tal modo l'apertura del mercato elettrico anche sul versante della domanda. Secondo i sostenitori del completamento della liberalizzazione, l'abolizione del servizio di maggior tutela favorirebbe la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica in bolletta che in Italia, nel 2015, sono risultati in aumento rispetto ai prezzi della media europea: 0,2428 €/KWh in Italia rispetto a 0,2105 €/KWh nella media UE a 28.

Bisogna tener presente che, in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico, il prezzo dell'energia sul mercato all'ingrosso è diminuito. Tuttavia, le variazioni dei prezzi sul mercato *wholesale* faticano a riflettersi sul mercato *retail*, cioè sul prezzo dell'energia pagato nella bolletta elettrica dai consumatori.

L'impatto positivo della libera concorrenza sul prezzo dell'energia all'ingrosso è stato limitato dai costi relativi agli oneri di sistema che, rispetto al 2014, sono aumentati dell'1,2% e dai costi del dispacciamento cresciuti del 2,3%, rappresentando ormai 1/3 circa dei costi totali della bolletta elettrica. La voce «oneri di sistema» ha raccolto, fin dall'avvio della liberalizzazione, tutti i costi relativi all'adeguamento del sistema che, quindi, sono pagati dal consumatore in bolletta: *stranded costs*, incentivi relativi al provvedimento Cip 6, costi di rete maggiorati dalla presenza delle fonti rinnovabili non programmabili.

Queste ultime rappresentano una componente fondamentale nel mix produttivo di energia elettrica per raggiungere gli ambiziosi obiettivi di sostenibilità ambientale delineati dal legislatore. Infatti, quando si fa riferimento alle politiche di apertura del mercato elettrico alla concorrenza, non si può far a meno di notare l'impegno del legislatore europeo nel creare un sistema di incentivi a favore dello sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, in particolare con la priorità concessa alle fonti rinnovabili nell'accesso al sistema di dispacciamento e la realizzazione dell' *Emission Trading System*.

Il recepimento da parte dell'Italia delle direttive relative alla libera concorrenza e alla tutela ambientale ha avuto un significativo impatto sugli investimenti privati nel settore elettrico. Il mercato liberalizzato ha attratto investimenti in capacità produttiva soprattutto nella generazione termoelettrica da gas a ciclo combinato (produzione di energia elettrica e vapore), anche con l'obiettivo di migliorare le *performance* ambientali

del parco elettrico. Si è trattato di un intenso programma di investimento che ha migliorato l'efficienza media del parco di generazione termoelettrica, risultato tra i più efficienti dell'Unione Europea: da un valore medio dell'efficienza energetica di 40,5% nel 2000 si è passati al 51% nel triennio 2007-2009.

Inoltre, il legislatore italiano ha predisposto numerosi strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili per far fronte al *gap* della competitività di queste fonti rispetto a quelle convenzionali. *In primis*, il provvedimento “Cip 6” che ha incentivato soprattutto la generazione elettrica da fotovoltaico e biomasse. Risultato troppo oneroso per il bilancio statale, l'incentivo Cip 6 è stato sostituito dal sistema dei Certificati Verdi e dal Conto Energia, basati su logiche di mercato.

Grazie agli strumenti di incentivazione, dal 2010, la potenza installata degli impianti fotovoltaici è aumentata rapidamente, seguita dall'eolico e dalle bioenergie. Nel 2015, la quota delle fonti rinnovabili sul totale della domanda di energia in Italia risulta pari al 20%.

A venti anni dall'avvio della liberalizzazione, il mercato elettrico registra un'elevata concorrenza sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda. Nel 2015 la quota dei consumatori che si sono dichiarati soddisfatti della qualità del servizio è risultata particolarmente elevata e superiore a quella registrata nel 1998. Tuttavia, l'Istat ha registrato un malcontento delle famiglie relativo alla chiarezza della composizione della bolletta elettrica e alla trasparenza delle voci tariffarie che si aggiungono al prezzo della materia prima “energia”.

Come già ricordato, l'aumento della bolletta elettrica italiana registrato negli ultimi anni non dipende tanto dal prezzo dell'energia all'ingrosso ma, piuttosto, dall'aumento dei costi relativi agli oneri di sistema e dei costi di dispacciamento, a cui si aggiungono ulteriori maggiorazioni dovute alla tassazione.

Il tema che dovrebbe essere centrale nel dibattito circa il sistema elettrico italiano non è l'abolizione o meno del servizio di maggior tutela. La tutela del consumatore, infatti, come evidenziato anche dagli esperti del settore, è garantita dall'Autorità indipendente per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico e dall'azione della giustizia amministrativa che ha dimostrato di agire tempestivamente rispetto al ricorso presentato dall'associazione dei consumatori relativo al recente aumento della bolletta elettrica. Il dibattito da promuovere riguarda, piuttosto, il ripensamento del sistema

elettrico tramite un nuovo disegno di mercato che prenda in considerazione la rilevante presenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e il loro continuo sviluppo futuro.

Dal 2015, la Commissione Europea ha avviato una consultazione con gli *stakeholders* per intervenire in maniera mirata sulla nuova regolazione delle infrastrutture energetiche e sui compiti dell'Acer, sulle fonti rinnovabili ed elettricità, sulla sicurezza delle forniture elettriche e sull'efficienza energetica. Lo strumento cardine per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 è rappresentato da una revisione del meccanismo ETS, la cui funzione strategica sarà uno dei temi discussi nella prossima Conferenza delle Parti di Marrakech a Novembre 2016 (Cop 22).

Un ulteriore strumento da valorizzare riguarda il nuovo compito delle fonti convenzionali nell'adeguare il sistema elettrico ai picchi di domanda di energia che gli impianti da fonti non programmabili (quelle rinnovabili) non sempre sono in grado di assicurare. Si tratta del *Capacity Remuneration Mechanism* che serve a compensare gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili sugli impianti di generazione da fonti convenzionali, permettendo a questi ultimi di recuperare i costi relativi alla capacità di riserva messa a disposizione per rispondere ai picchi di domanda di energia.

Il legislatore europeo e quello nazionale hanno il compito di produrre una normativa che favorisca la mobilitazione degli investimenti necessari, in modo da raggiungere gli ambiziosi obiettivi di ridisegno del mercato elettrico e di azzeramento delle emissioni di CO₂. Il raggiungimento di tali obiettivi si rifletterà positivamente sulla qualità ed economicità del servizio elettrico offerto ai consumatori oltre che sulla tutela dell'ambiente.

BIBLIOGRAFIA

Cardinale A., Verdelli A., *Energia per l'industria in Italia: la variabile energetica dal miracolo economico alla globalizzazione*”, Milano, FrancoAngeli, 2008

D’Ermo V., *Bilanci energetici e analisi degli usi finali dell’energia quale base per gli interventi energetici e ambientali*, in Osservatorio energia AIEE, 2015

Pireddu G., *Economia dell’energia. I fondamenti*, Pavia, Biblioteca delle Scienze, 2009

Pozzo B., *Le politiche energetiche comunitarie. Un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili*, Milano, Giuffrè Editore, 2009

Zorzoli G.B., *Strano mercato quello elettrico*, Lavis, Barbera Editore, 2008

SITOGRAFIA

Abbadessa V., Fidanza A., *Energy Roadmap 2050*, Rapporto ENEA, 2012, [www.enea.it](http://www.enea.it/it/pubblicazioni/EAI/anno-2012/n.-1-gennaio-febbraio-2012-1/world-view/energy-roadmap-2050),
<http://www.enea.it/it/pubblicazioni/EAI/anno-2012/n.-1-gennaio-febbraio-2012-1/world-view/energy-roadmap-2050>

Al 2050 più di metà dell'energia elettrica in Europa sarà da fonti rinnovabili, Onoff. Blog.it- Il blog di Assoelettrica, Settembre 2016, <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=18334>

Autorità, le ipotesi su come riformulare le tariffe elettriche domestiche”, Febbraio 2015, Onoff. Blog.it- Il blog di Assoelettrica, <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=13396>

Autorità energia, Tar Lombardia sblocca aumenti bollette, 16 Settembre 2016, [www.askanews.it](http://www.askanews.it/economia/autorita-energia-tar-lombardia-sblocca-aumenti-bollette_711897362.htm),
http://www.askanews.it/economia/autorita-energia-tar-lombardia-sblocca-aumenti-bollette_711897362.htm

Blanchetti E., *La terza rivoluzione industriale. Il futuro secondo Jeremy Rifkin*, 23 Settembre 2013, www.festivaldellenergia.it,
<http://www.festivaldellenergia.it/energia-spiegata/scenario/la-terza-rivoluzione-industriale-il-futuro-secondo-jeremy-rifkin>

Comitato Consultivo CECA, *Libro Verde per una politica energetica dell'Unione Europea*, 1995, [eur-lex.europa.eu](http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811(01)),
[http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31995Y0811(01))

Consumi gas, in calo del 20% in meno di 10 anni. Crollo per il termoelettrico, Settembre 2014, [www.qualenergia.it](http://m.qualenergia.it/view/1483),
<http://m.qualenergia.it/view/1483>

Consumi, import e produzione di gas in Italia dal 1997, Febbraio 2016, [www.qualenergia.it](http://www.qualenergia.it/articoli/20160202-consumi-import-e-produzione-di-gas-italia-dal-1997),
<http://www.qualenergia.it/articoli/20160202-consumi-import-e-produzione-di-gas-italia-dal-1997>

Confcommercio: per alberghi, bar, ristoranti e negozi, da gennaio un calo delle bollette senza precedenti, Gennaio 2015, Onoff blog.it - Il blog di Assoelettrica,
<http://www.assoelettrica.it/blog/?p=13138>.

Energia elettrica e carbone: l'anomalia italiana, Assocarboni, [www.assocarboni.it](http://www.assocarboni.it/index.php/it/il-carbone/energia-elettrica-e-carbone),
<http://www.assocarboni.it/index.php/it/il-carbone/energia-elettrica-e-carbone>

Energy Supply Probe, www.ofgem.gov.uk, <https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/market-review-and-reform/retail-market-review/energy-supply-probe>

Friedriche J. e Damassa T., *The History of Carbon Dioxide Emissions*, 21 maggio 2014, www.wri.org, <http://www.unep.org/>

Gangale F., Caminiti N., *Le politiche e le misure del settore elettrico, la liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica*, Rapporto ENEA, 2005, [old.enea.it](http://old.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2005_PM_SettoreElettrico.pdf), [http://old.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2005 PM SettoreElettrico.pdf](http://old.enea.it/produzione_scientifica/pdf_volumi/V2005_PM_SettoreElettrico.pdf)

Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it/allegati/pubblicazioni/IC22.pdf), <http://www.autorita.energia.it/allegati/pubblicazioni/IC22.pdf>

International Energy Agency, *Modern Energy for All*, www.worldenergyoutlook.org, <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/>

La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani, AA.VV., Report IEFE, <http://www.iefc.unibocconi.it>

L'Autorità fa il punto sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori finali, Aprile 2015, Onoff.it blog.it- Il blog di Assoelettrica, <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14451>

Lo stoccaggio della CO2 non è rischioso. Lo dimostra una ricerca condotta in Italia, 12 settembre 2016, [www.ansa.it](http://www.ansa.it/scienza/notizie/rubriche/energia/2011/09/12/visualizza_new.html_724166800.html), http://www.ansa.it/scienza/notizie/rubriche/energia/2011/09/12/visualizza_new.html_724166800.html

Nuti V., *Energia, da luglio bolletta luce +4,3%, gas +1,9%. L'autorità indaga su strategie anomale degli operatori*, Il Sole 24 ore, 28 giugno 2016, [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2016-06-28/energia-luglio-bolletta-luce-43percento-gas-19percento-l-autorita-indaga-strategie-anomale-operatori-195448.shtml?uuid=AD1tDpk), <http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2016-06-28/energia-luglio-bolletta-luce-43percento-gas-19percento-l-autorita-indaga-strategie-anomale-operatori-195448.shtml?uuid=AD1tDpk>

Oil and gas major call for carbon pricing, Novembre 2015 www.eni.com, https://www.eni.com/en_IT/media/2015/06/oil-and-gas-majors-call-for-carbon-pricing

Pagni L., *Carbone, in Italia e Germania rivincita sul gas*, Repubblica.it, 21 Giugno 2016. [www.repubblica.it](http://www.repubblica.it/economia/2016/06/29/news/carbone_in_italia_e_germania_rivincita_sul_gas-143028708/), http://www.repubblica.it/economia/2016/06/29/news/carbone_in_italia_e_germania_rivincita_sul_gas-143028708/

Polo M., Cervigni G., D'Arcangelo F. M., Pontoni F., *“La regolazione delle reti elettriche in Italia”*, Report Iefe, Giugno 2014,

<https://www.unibocconi.eu/wps/wcm/connect/3e14d72f-bf69-4612-bdf7-c39c6267924a/RR+15.pdf?MOD=AJPERES>

Relazione intermedia relativa all'indagine settoriale sui meccanismi di capacità, 13 Aprile 2016, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_it.pdf

Rinnovabili, per ora bilancio in rosso, dal 2030 in positivo. Le FER hanno ridotto il prezzo dell'energia elettrica di 3,8-6,2 miliardi di €, ma maggiori costi per il sistema portano il bilancio in rosso", Maggio 2015, Onoff. Blog.it- Il blog di Assoelettrica, <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14885>

Stato dei servizi dopo la liberalizzazione, in Relazione Annuale dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, anno 2000, www.autorita.energia.it, http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/00/00.htm

Terna, *La Storia*, www.terna.it, <http://terna2009.message-asp.com/it/2009-di-terna/gruppo-terna/storia>

Tomassetti G., Forni D., Mastropiero P., Dettoli V., Ferrero E., *Ricerca sistema elettrico: promozione delle elettrotecnologie innovative negli usi finali*, Rapporto ENEA, 2009, www.assoelettrica.it, http://www.assoelettrica.it/wp-content/uploads/2013/02/Promozione_elettrotecnologie_usi-finali.pdf

Why is competition policy important for consumers ?, 16 April 2012, [www.ec.europa.eu](http://ec.europa.eu/competition/consumers/why_en.html), http://ec.europa.eu/competition/consumers/why_en.html

Ulivieri V., *La liberalizzazione divisa tra fiducia e timori*", Maggio 2016, www.brunoleoni.it
Disponibile al link: <http://www.brunoleoni.it/la-liberalizzazione-divisa-tra-fiducia-e-timori>

www.istat.it

www.gse.it

www.mercatoelettrico.org

www.normattiva.it

RIASSUNTO

Introduzione alla tesi

Obiettivo, metodo, contesto

L'obiettivo di questo lavoro è quello di analizzare l'evoluzione del sistema elettrico italiano secondo le tre linee direttrici che hanno orientato le politiche energetiche e ambientali dell'Unione Europea negli ultimi venti anni: apertura del mercato alla libera concorrenza, tutela del consumatore e tutela ambientale. In particolare, vengono analizzate le direttive comunitarie e i relativi decreti legislativi di recepimento che hanno disegnato l'attuale *governance* del sistema elettrico italiano, scaturita dal processo di liberalizzazione.

L'analisi non si limita alla sola descrizione del funzionamento del sistema, ma propone una valutazione dell'impatto dell'apertura del mercato elettrico alla concorrenza su tre piani diversi ma correlati: l'andamento degli investimenti privati, il prezzo dell'elettricità sia all'ingrosso che al dettaglio e la qualità del servizio elettrico fornito ai consumatori. In tale ambito vengono esaminate l'attività di regolazione dell'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico e le relative indagini annuali sullo stato del settore dell'energia elettrica.

In seguito a una prima analisi di contesto e di impatto, l'attività di ricerca si concentra sulle nuove sfide che il settore elettrico deve affrontare. In quest'ottica, si rimanda alla nuova agenda politica della Commissione Europea in materia energetica, secondo la quale, dal 2015, l'obiettivo perseguito è quello dell'«Unione dell'Energia resiliente»¹⁶⁸ e del ridisegno del mercato elettrico. Lo scenario di riferimento è quello della decarbonizzazione dei processi di produzione dell'energia elettrica e della penetrazione dell'elettricità nella domanda di energia finale. L'ultima parte della ricerca è incentrata sull'importanza strategica dei contributi dei vari *stakeholder* nell'ambito del processo di elaborazione della politica dell'Unione.

Per meglio chiarire il ruolo degli *stakeholder* viene presentato un breve resoconto dell'attività dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles. Ad esso è correlata l'intervista al dott. Simone Mori, direttore dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel

¹⁶⁸ COM(2015)80, disponibile al link: <http://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-union/>

e presidente di Assoelettrica, sia in merito alle attuali tematiche inerenti al settore elettrico che all'attività di *lobbying* dello “*stakeholder* Enel” presso le Istituzioni Europee. Tale attività contribuisce ad orientare il dibattito pubblico europeo sugli strumenti da utilizzare per far fronte alle sfide del settore elettrico, evidenziando le debolezze del sistema e valorizzandone i punti di forza.

In sintesi, in questa ricerca si ritiene che le politiche volte alla liberalizzazione e alla sostenibilità ambientale sviluppate negli ultimi venti anni, pongono il sistema elettrico davanti alla necessità di definire un nuovo quadro normativo. Il compito del legislatore sarà quello di promuovere politiche che incentivino gli ingenti investimenti di lungo periodo necessari all'adeguamento del sistema elettrico, sia per rispondere agli ambiziosi obiettivi di sostenibilità ambientale, sia per fornire al consumatore un servizio qualitativamente migliore a prezzi moderati.

Capitolo I

L'energia elettrica nella politica energetica e ambientale europea

Le ragioni della ricerca: il carattere strategico della commodity «elettricità»

L'energia è un bene vitale e strategico per ogni economia, è il motore dello sviluppo industriale ed economico di ogni Paese ed è uno strumento necessario per migliorare la qualità della vita di ogni singolo individuo.

La politica energetica deve operare per definire le soluzioni più adeguate a due problemi connessi all'uso dell'energia: l'energia è un bene necessario e insostituibile, ma la sua produzione e il suo consumo possono avere un impatto rilevante sull'ambiente. Nel definire tali soluzioni la politica energetica deve tenere conto anche degli interessi di tutti i soggetti che operano nel settore elettrico in considerazione del fatto che per raggiungere ambiziosi obiettivi di natura pubblica è necessario mobilitare ingenti investimenti da parte del settore privato.

Finora si è assistito a una produzione normativa in materia energetica a livello comunitario finalizzata essenzialmente all'apertura del settore elettrico alla concorrenza, sia dal lato della domanda che dell'offerta, alla creazione del

mercato unico nell'Unione Europea e alla sicurezza degli approvvigionamenti e allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.

Il ruolo delle fonti rinnovabili nel settore all'inizio degli anni '90 era ancora marginale, ma la politica energetica dell'Unione ha determinato un forte aumento della capacità di produzione di energia elettrica da fonti cosiddette "pulite".

Non si può ignorare che la "nuova rivoluzione industriale" poggia sul definitivo passaggio all'energia rinnovabile, alla microgenerazione, a una rete di distribuzione accessibile a tutti e alla mobilità elettrica.

Il passaggio alle energie rinnovabili dovrà quindi andare di pari passo con il progressivo spostamento della produzione verso impianti di piccola taglia, accompagnato dallo sviluppo delle tecnologie di stoccaggio dell'energia per poter fare fronte alla intermittenza delle fonti rinnovabili e dalla creazione di una rete di distribuzione accessibile e in grado di gestire le produzioni provenienti da numerosi impianti di piccola taglia, anche nella prospettiva della crescita della mobilità elettrica.

Il settore elettrico, quindi, dopo aver attraversato una lunga fase caratterizzata dal calo dei consumi elettrici a seguito della crisi economica e, quindi, da una situazione di *over capacity*, dovrà realizzare importanti innovazioni. Il ruolo delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e il ruolo crescente dell'elettricità negli usi finali impongono lo sviluppo di nuove tecnologie nel settore della distribuzione, come ad esempio le "smart grid".

Occorre un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto del contesto di partenza, cioè un mercato liberalizzato nella fase dell'offerta con una produzione molto articolata quanto a numero di operatori e tecnologie utilizzate, ma anche un mercato in lenta ma progressiva apertura anche dal lato della domanda, nel quale però esiste ancora il regime di "maggior tutela" a conferma della rilevanza del bene "energia" sul piano sociale.

Il servizio di maggior tutela potrebbe essere superato con il Ddl Concorrenza all'esame del Parlamento italiano. Il dibattito si sta concentrando maggiormente sugli emendamenti che propongono una ridefinizione delle tariffe domestiche

per ridurre gli oneri di sistema nella bolletta di coloro che fanno scelte virtuose, sia in termini di efficienza dei consumi che di elettricità da fonti rinnovabili.

La normativa europea di riferimento

Le politiche che hanno portato all'assetto attuale del settore energetico, in particolare quello elettrico, e dalle quali bisogna partire per giungere a un nuovo *market design*, sono di origine europea. L'Unione Europea ha legiferato fin dagli anni '90 in funzione di due obiettivi: la realizzazione del mercato unico dell'energia e la sostenibilità ambientale

Il Trattato di Lisbona del 2007, che risponde alla necessità di riformare la struttura e il funzionamento dell'UE, affida nuove competenze all'Unione Europea, tra cui quella in materia energetica, definendola una «competenza concorrente» fra Stati ed Unione, secondo il principio di sussidiarietà verticale. Mentre l'Unione è intervenuta con grande determinazione sulla questione ambientale, l'obiettivo di liberalizzazione del mercato elettrico è stato invece perseguito con evidente gradualità in considerazione della sua complessità. Infatti, l'apertura alla concorrenza è stata disposta progressivamente, abbassando le soglie di consumo per l'idoneità dei clienti ammessi a scegliere liberamente il proprio fornitore sul mercato, prima con la Direttiva 96/92/CE e poi con la Direttiva 2004/52/CE che ha stabilito il passaggio di tutti i clienti allo status di idonei dal 2007.

La gradualità del processo di liberalizzazione emerge anche nella separazione delle attività della filiera (il cosiddetto *unbundling*) finalizzata alla progressiva “rottura” dei monopoli naturali che hanno storicamente caratterizzato le attività di trasmissione e distribuzione. Inizialmente, il legislatore europeo ha puntato alla separazione gestionale della rete di trasmissione dalle altre attività della filiera. Ha previsto, inoltre, la separazione contabile per generazione e distribuzione. Successivamente, nel 2003, è stata imposta la separazione societaria dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione dall'impresa elettrica integrata.

L'attuale *governance* del sistema è definita nel c.d. «Terzo Pacchetto Energia», di cui fa parte la Direttiva 2009/72/CE che punta a organizzare il

settore in maniera puntuale. Ai fini di un mercato concorrenziale, le imprese che operano nel settore dell'energia elettrica devono rispettare obblighi di servizio pubblico, direttamente collegati alla tutela del consumatore finale: tutti i clienti hanno il diritto di scegliere il loro fornitore di energia elettrica e di cambiarlo entro tre settimane. Secondo il principio di trasparenza, invece, i fornitori di energia elettrica devono dare tre informazioni ai clienti finali: la quota di ciascuna fonte energetica utilizzata per la produzione; l'impatto ambientale causato; i loro diritti in caso di controversia. A vegliare sul consumatore, negli Stati membri, deve essere predisposto un soggetto indipendente quale un «Mediatore dell'energia» preposto a risolvere reclami e controversie.

L'approccio graduale delle politiche volte a definire l'assetto del sistema elettrico è stato motivato dal fatto che i vari sistemi energetici nazionali da un lato avrebbero richiesto ingenti investimenti nel medio-lungo termine e, dall'altro, erano caratterizzati da un elevato numero di clienti, la cui entrata nel libero mercato avrebbe comportato problemi gestionali di non facile soluzione nel breve termine per gli *incumbent* nazionali.

La politica energetica europea ha quindi operato un compromesso fra gli interessi delle grandi imprese elettriche nazionali e le garanzie di tutela del consumatore. Ciò per permettere all'industria elettrica di adattarsi flessibilmente al cambiamento e poter fornire alle famiglie un servizio di qualità a prezzi moderati.

In merito alle politiche ambientali, l'Unione Europea ha legiferato con determinazione e lungimiranza a seguito della Conferenza di Kyoto del 1997. Il quadro normativo europeo per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la promozione del suo impiego è attualmente rappresentato dalla Direttiva 2009/28/CE che rappresenta lo strumento di attuazione della «Strategia 20-20-20».

Questa è una Direttiva cardine nella politica energetica e ambientale europea, e si prevede che i prossimi interventi normativi, attesi entro il prossimo Novembre 2016, partiranno proprio dalla sua modifica. La Direttiva in questione, infatti, indica tre obiettivi da raggiungere entro il 2020: aumentare al 20% la quota delle fonti rinnovabili sui consumi totali, ridurre le emissioni di

gas serra del 20 % rispetto ai livelli del 1990 e ridurre i consumi totali di energia del 20 % entro il 2020 attraverso una maggiore efficienza negli usi finali.

Le ultime novità in materia ambientale riguardano un orizzonte temporale più lungo e fanno riferimento agli anni 2030 e 2050. Gli obiettivi “clima-energia” al 2030 sono stati dettati dal Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014. Prevedono una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri nei settori non-ETS (cioè i settori non inclusi nell’ *Emission Trading System*); una quota maggiore di rinnovabili (+27%) sui consumi finali di energia, vincolante a livello europeo ma senza target vincolanti a livello di Stati membri; una riduzione del 27% della domanda di energia, non vincolante ma suscettibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%¹⁶⁹. Il passaggio a una economia a basse emissioni di carbonio entro il 2050, invece, è stato prospettato dalla Commissione con la Comunicazione «*Energy Roadmap 2050*», tramite una riduzione dei livelli di gas a effetto serra tra l’80 e il 95% rispetto ai livelli del 1990.

Capitolo II

L’evoluzione del sistema elettrico italiano

La governance del sistema

Il settore elettrico italiano, nazionalizzato nel 1962 e basato sul monopolio legale dell’Ente pubblico nazionale “ENEL”, è stato liberalizzato con il decreto legislativo del 16 Marzo 1999 n.79 che recepisce la Direttiva 96/92/CE.

La liberalizzazione del settore elettrico introdotta con il decreto Bersani, si basa su tre elementi: la garanzia di una pluralità di produttori; l’accesso alla rete; la libertà di scelta per i clienti idonei.

Il Decreto Bersani è andato oltre l’obbligo minimo, previsto dalla Direttiva europea del ’96, di realizzare la separazione contabile per le imprese verticalmente integrate. Ha imposto sia all’ENEL, sia alle società di

¹⁶⁹Secondo i dati pubblicati dal GSE, al link: <http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Aste%20CO2/CO2%20nel%20Pacchetto%20Clima-Energia/Pagine/default.aspx>

distribuzione con più di 300.000 clienti finali, la costituzione di società indipendenti per la produzione, la trasmissione, la distribuzione e la vendita ai clienti idonei.

Per quanto riguarda i nuovi operatori entranti, lo strumento utilizzato per garantire il libero accesso è quello dell'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive. L'obiettivo di libero accesso alla rete, invece, è stato perseguito tramite la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato ed ha assegnato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas la definizione di un sistema tariffario certo e trasparente, nonché le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti.

L'apertura del mercato ai clienti idonei è avvenuta abbastanza velocemente rispetto a quanto indicato da Bruxelles, tramite l'istituzione di soglie di consumo più basse di quelle indicate all'interno della Direttiva recepita. Successivamente, il legislatore italiano ha recepito le disposizioni della Direttiva 2003/54/CE che imponeva il passaggio di tutti i clienti al mercato libero entro il 2007. Lo ha fatto con la legge 239/04 che formalizzava l'apertura ai clienti domestici al 1° luglio 2004 e a tutti i clienti al 1° luglio 2007.

Secondo le disposizioni dell'Authority, tutti i clienti non civili sono liberi di scegliere il proprio fornitore indipendentemente dai propri consumi. A questo diritto è correlato quello di mantenere eventualmente la propria collocazione sul mercato vincolato. La differenza tra mercato libero e mercato vincolato è evidenziata all'interno della Borsa Elettrica, istituita nel 2004, nella quale i prezzi all'ingrosso dell'energia si formano tramite dinamiche di domanda e offerta.

Questo mercato, secondo l'art. 5 del Decreto Bersani, è gestito da una società per azioni denominata Gestore del Mercato Elettrico (GME). Sia i produttori che i clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti bilaterali al di fuori del sistema delle offerte. I clienti vincolati, invece, non hanno accesso diretto al mercato elettrico. Essi sono rappresentati dall'Acquirente Unico, soggetto autonomo a tutela dei consumatori vincolati, che ha il compito di comprare in loro vece, cercando di ottenere le migliori condizioni.

La *governance* del mercato elettrico liberalizzato poggia sull'istituzione di tre figure chiave: Gestore del Mercato Elettrico; Acquirente Unico; Gestore dei Servizi Energetici. L'intero sistema elettrico, invece, è vigilato e regolato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è una società che gestisce il mercato elettrico tramite un sistema d'asta per incrociare domanda e offerta di energia elettrica; ad esso è affidata anche la gestione degli strumenti per gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infatti, il GME gestisce il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica e quello degli *Emission Trading System*, cioè gli scambi dei certificati di emissione di CO₂.

Il Gestore dei Servizi Energetici, invece, è nato dall'abolizione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Ad esso, sono affidati i compiti relativi all'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. È il soggetto di riferimento nel sistema di sviluppo delle fonti rinnovabili visto che qualifica gli impianti alimentati da tali fonti e rilascia la garanzia d'origine dell'energia elettrica prodotta dalle stesse fonti.

Il GSE è controllato al 100% dal Ministero dell'Economia e controlla a sua volta al 100% il GME e l'Acquirente Unico, i cui compiti sono già stati sinteticamente illustrati in relazione alla creazione della Borsa elettrica.

L'Autorità ha il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la qualità dei servizi, attraverso l'attività di regolazione e controllo. Le sue principali competenze riguardano la definizione delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture e l'aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di riferimento per i clienti che non hanno scelto il mercato libero. Oltre alla funzione di vigilanza e controllo sulla concorrenzialità del mercato, sui livelli minimi di qualità e trasparenza dei servizi alla Autorità è conferito il potere di imporre sanzioni.

Capitolo III

L'impatto della liberalizzazione sugli investimenti, sui prezzi e sulla qualità del servizio

- **Investimenti.**

Il mercato liberalizzato ha attratto investimenti in capacità produttiva soprattutto nella generazione termoelettrica, cresciuta di 19.000 MW. Dopo un primo periodo di assestamento subito dopo l'emanazione del Decreto Bersani, tra il 2004 e il 2009, la capacità termoelettrica è aumentata in media di quasi 3.000 MW all'anno rispetto al quadriennio precedente, dove l'incremento è stato solo di 600 MW all'anno¹⁷⁰.

L'efficienza media del parco di generazione termoelettrico, risultato tra i più efficienti dell'Unione Europea, è passata da un valore medio del 40, 5% nel 2000 al 51% nel triennio 2007-2009. Anche le emissioni di gas ad effetto serra per unità di produzione degli impianti termoelettrici sono diminuite del 17% circa tra il 2000 e il 2008¹⁷¹.

Durante il primo decennio dall'avvio della liberalizzazione, quindi, gli obiettivi di miglioramento dell'efficienza e di riduzione dell'impatto ambientale, posti dal legislatore, sono stati raggiunti.

Gli investimenti realizzati nel primo decennio dall'avvio del processo di liberalizzazione hanno modificato la struttura dell'offerta con un ulteriore aumento della produzione a gas.

La quota del gas naturale sulla produzione termoelettrica non rinnovabile è passata dal 47% del 2000 al 66% del 2008.

L'incremento della capacità di generazione delle fonti rinnovabili è stato significativo: la relativa potenza efficiente lorda è passata da circa 18.300 MW nel 2000 a circa 26.500 MW nel 2009, con un incremento del 45%¹⁷².

Nel 2015, la struttura della domanda di energia in Italia è radicalmente differente da quella del 1960. Sia il gas che le fonti rinnovabili rivestono un ruolo importante. La domanda di carbone è meno del 10 % sul totale e il petrolio

¹⁷⁰ F. Boffa, G. Cervigni, A. D'Orazio, D. Piacentino, C. Poletti, S. Spalletta, *"La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani*, Report IEFEE, p.6. Disponibile al link: <http://www.iefc.unibocconi.it>

¹⁷¹ *Idem*, p.7

¹⁷² *Idem*

continua a ricoprire una quota importante all'interno del mix a causa dei molteplici usi finali ai quali è adibito. Il gas ricopre quasi il 40% del totale, e la quota delle rinnovabili si attesta al 20% del totale dell'energia prodotta.

- **Prezzi *wholesale* e *retail***

Nei primi sei mesi di funzionamento dei mercati dell'energia tra aprile e settembre 2004, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima è stato di 57,88 €/MWh, con un massimo di 67,84 €/MWh a giugno e un minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio¹⁷³.

Nel 2015 il Prezzo Unico Nazionale sul mercato all'ingrosso è diminuito, registrando un trend decrescente a partire dal primo trimestre del 2015 con un prezzo di 52 €/MWh.

La media dei prezzi (al lordo delle tasse) dell'Unione Europea a 28 Stati Membri, nel 2011, è stata pari a 0,1846 €/KWh. In Italia, rispetto alla media europea, si è registrato un prezzo lordo più alto, pari a 0,2065 €/KWh. Questa tendenza è la stessa nel 2015: 0,2105 €/KWh nella media UE a 28 e 0,2428 €/KWh in Italia¹⁷⁴. Il prezzo più alto che si registra sul mercato italiano è dovuto alla componente relativa ai cosiddetti “oneri di sistema” come ad esempio i costi connessi all'abbandono del programma nucleare nel 1987 e gli incentivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'Autorità ha rilevato che il gettito annuo relativo agli oneri di sistema sulla bolletta è stato di 15 miliardi di euro, con un sostanziale raddoppio rispetto al 2011.¹⁷⁵ Tra gli oneri risulta evidente il peso preponderante della componente A3 a copertura degli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate (l'A3 è ammontata a 12,9 miliardi di euro nel 2014). Non solo il peso degli oneri preoccupa l'Autorità ma anche la loro sovrapposizione con altri meccanismi incentivanti ed in particolare gli sgravi per le imprese energivore¹⁷⁶

¹⁷³ *Idem*

¹⁷⁴ Dati Eurostat, al link: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/statistics-illustrated>

¹⁷⁵ Onoff.it blog.it- Il blog di Assoelettrica, “L'Autorità fa il punto sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori finali”, Aprile 2015, disponibile al link: <http://www.assoelettrica.it/blog/?p=14451>

¹⁷⁶ Secondo la definizione data dal decreto ministeriale del 5 aprile 2013, le imprese energivore sono quelle che hanno: consumo annuo di energia elettrica o di energia diversa dalla elettrica maggiore di 2.400.000 Kwh; costo complessivo della energia non inferiore al 3% del fatturato; consumo annuo di energia elettrica maggiore di 2.400.000 Kwh; costo complessivo della energia elettrica non inferiore al 2% del fatturato. Gli sgravi riguardano la riduzione delle accise sull'energia elettrica e i combustibili utilizzati e la riduzione sugli oneri di sistema.

e per le utenze non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 KW, avvenuto con il decreto cosiddetto ‘taglia-bollette’ (dl 91/2014)¹⁷⁷.

- **Qualità del servizio**

Riguardo l’impatto della liberalizzazione sulla qualità del servizio, si è adottato come riferimento l’indagine dell’Istat del 2015 sul grado di soddisfazione delle famiglie rispetto agli aspetti quotidiani, tra cui la qualità del servizio elettrico (nella quale rientra la comprensibilità della bolletta, il rispetto dei tempi delle prestazioni richieste dal cliente al venditore, la qualità del servizio call center).

L’indagine raccoglie un campione di circa 22.400 famiglie e va dal 1998 al 2014. Riguardo al servizio elettrico complessivo, nel 1998, 19.200 famiglie si sono dichiarate soddisfatte. Il trend è crescente, con andamento irregolare: nel 2007 raggiunge un picco di 20.800 famiglie soddisfatte per poi calare nel 2008 (anno della crisi e dell’aumento dei prezzi dell’energia); riprende l’andamento crescente, fino a un calo della soddisfazione nel 2013, quando il prezzo dell’elettricità arriva a 0,1913 c€/KWh: 21.189 famiglie rispetto alle 21.917 dell’anno precedente si ritengono soddisfatte.

La tutela del consumatore e la regolazione del sistema

La tutela del consumatore non passa solo per la qualità del servizio offerto ma anche sul ragionevole prezzo che egli deve pagare per usufruire di quel servizio. L’obiettivo della politica di liberalizzazione è proprio quello di instaurare dinamiche di mercato tali da avere prezzi più bassi per l’energia elettrica, sia all’ingrosso che al dettaglio.

L’Istituto Bruno Leoni ha notato come l’Italia, con un «indice delle liberalizzazioni» al 67% si colloca a metà della classifica dei paesi più liberalizzati. In prima posizione c’è il Regno Unito con un punteggio del 95%. Secondo una

¹⁷⁷ *Idem*

ricerca dell'Istituto, una maggiore spinta alla concorrenza nel settore elettrico dovrebbe determinare maggiori risparmi per i consumatori, come risulta dai primi rilievi sul mercato libero.

Il Disegno di Legge “*Concorrenza*” approvato dal Consiglio dei Ministri il 20 febbraio 2015 e poi passato all'esame di Camera e Senato (e rimasto lì), prevede l'abolizione dei contratti di fornitura di energia elettrica in regime di tutela entro il 2018.

Contemporaneamente alla discussione sull'abolizione del regime di maggior tutela contenuta nel Ddl Concorrenza, l'Autorità dell'Energia segnala un aumento dei prezzi della bolletta elettrica del 4,3%, dal 1° Luglio 2016. Ciò a causa dell'aumento dei costi di dispacciamento sostenuti da Terna per mantenere in equilibrio il sistema elettrico, che incidono sul prezzo finale praticato alle famiglie.

Sempre secondo l'Authority, tra maggio e giugno 2016, si sono registrate strategie anomale degli operatori sui mercati all'ingrosso che hanno alterato il meccanismo di formazione dei prezzi¹⁷⁸. L'associazione dei consumatori, il Codacons, ha proposto un ricorso al Tar della Lombardia che ha disposto la sospensione dell'aumento tariffario all'interno del regime di maggior tutela. L'Authority, successivamente, ha deciso il ritiro del provvedimento.

Il 16 Settembre 2016, il Tar Lombardia è tornato a pronunciarsi sulla questione relativa all'aumento delle tariffe nella bolletta elettrica. Secondo la recente ordinanza dei giudici amministrativi, la delibera dell'Authority 354/2016/R/eel sull'aumento delle tariffe nella bolletta elettrica, ritorna ad essere efficace. Allo stesso tempo, i giudici hanno chiesto all'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema idrico di produrre un provvedimento con il quale definire le modalità di rimborso agli utenti nel caso il rincaro delle bollette venga bocciato nel merito¹⁷⁹.

¹⁷⁸ V. Nuti, “*Energia, da luglio bolletta luce +4,3%, gas +1,9%. L'autorità indaga su strategie anomale degli operatori*”, Il Sole 24 ore, 28 giugno 2016. Disponibile al link: <http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2016-06-28/energia-luglio-bolletta-luce-43percento-gas-19percento-l-autorita-indaga-strategie-anomale-operatori-195448.shtml?uuid=AD1tDpk>

¹⁷⁹ AskaNews, “*Autorità energia, Tar Lombardia sblocca aumenti bollette*”, 16 Settembre 2016. Disponibile al link: http://www.askanews.it/economia/autorita-energia-tar-lombardia-sblocca-aumenti-bollette_711897362.htm

La denuncia del Codacons e i successivi avvenimenti appena descritti, mostrano che gli strumenti di tutela del consumatore ci sono e sono molteplici: l'indagine dell'Authority riguardo le operazioni anomale sul mercato all'ingrosso; l'intervento del giudice amministrativo; l'indagine del parlamento della Repubblica; interventi evidenti e molto rigorosi da parte del governo in reazione a eventi ambigui di mercato. Sicuramente il mercato non è perfetto, soprattutto in un settore ad elevata complessità come questo, ma questa vicenda dimostra che gli strumenti di tutela del consumatore ci sono e agiscono tempestivamente¹⁸⁰.

Capitolo IV

La nuova strategia energetica europea: Energy Union e New Market Design

Recentemente, la Commissione Europea ha avviato un nuovo dibattito intorno al tema dell'energia e allo sviluppo delle infrastrutture. L'obiettivo della Commissione è quello di creare la cosiddetta «Unione energetica europea».

Nel biennio 2015-2016, la normativa europea si è focalizzata sulla definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico che tenga conto delle caratteristiche dei mercati elettrici dei singoli Stati membri, dell'integrazione delle fonti rinnovabili, quindi della esigenza di flessibilità, e infine dei meccanismi di remunerazione della capacità di generazione da fonti convenzionali che viene utilizzata per sopperire alla eventuale mancanza della produzione da fonti rinnovabili¹⁸¹.

Si avverte la necessità di adeguare il settore elettrico agli obiettivi di riduzione delle emissioni fissati al 2030 e al 2050; farlo con la consapevolezza che i mercati elettrici regionali sono sempre più integrati grazie all'interconnessioni delle reti; tenere presente l'alta incidenza delle fonti rinnovabili sulla domanda di energia totale e il bisogno di un sistema energetico più flessibile sia dal lato della domanda che dell'offerta, dato che l'energia prodotta da fonti rinnovabili non è programmabile.

¹⁸⁰ Da un'intervista al dott. Simone Mori, presidente di Assoelettrica e direttore dell'Ufficio Affari Europei dell'Enel a Bruxelles, in data 14 Settembre 2016

¹⁸¹ Si tratta di un meccanismo istituito per la prima volta in Italia nel 2003 che garantisce una adeguata remunerazione agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti termiche, che l'attuale contesto di mercato non assicura.

L' "Unione dell'energia resiliente", prospettata dalla Commissione, è articolata intorno a una politica lungimirante per il clima, volta a promuovere un'economia sostenibile che duri nel tempo. L'obiettivo climatico ed energetico è un tema trasversale a diversi ambiti, primo fra tutti quello dell'unione dei mercati capitali che permetterà all'Europa di diventare un *hub* per gli investimenti¹⁸². Il processo legislativo di *drafting* delle direttive concernenti la ridefinizione del *market design* è attualmente in corso e la presentazione delle direttive del «*Market design Package*» è attesa non oltre la prima metà del 2017, per essere adottate nella seconda metà del 2018. Il Pacchetto in questione comprende:

- La direttiva sulla regolazione delle infrastrutture energetiche;
- La direttiva sulla regolazione dell'Acer (Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia);
- La direttiva sulle fonti rinnovabili;
- La direttiva "elettricità";
- La direttiva sulla sicurezza delle forniture elettriche;
- La direttiva sull'efficienza energetica.

Nell'ambito delle nuove proposte legislative in materia di *Energy Union e New Market Design*, l'Enel sottolinea l'importanza dei segnali di prezzo di lungo termine e della revisione del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione. La visione di Enel, da presentare al legislatore europeo, è quella di promuovere la decarbonizzazione garantendo un costo minimo e adeguando le infrastrutture energetiche alla maggiore presenza delle rinnovabili nel mix produttivo. Attualmente, si registra una bassa concentrazione della capacità di generazione, in quanto è cresciuto in misura rilevante il ruolo delle fonti rinnovabili, mentre le fonti convenzionali vengono utilizzate per coprire i picchi di domanda. In questo contesto, è necessario che il nuovo disegno del mercato elettrico sia caratterizzato da segnali di prezzo di lungo termine, attraverso lo svolgimento di aste competitive, che la revisione del meccanismo di capacità si riferisca a periodi temporali estesi, e che le

¹⁸² Jean Claude Juncker, Presidente della Commissione Europea, nel discorso sullo "Stato dell'Unione" al Parlamento di Strasburgo, in data 14-09-16. Video disponibile al link: <http://www.europarl.europa.eu/ep-live/it/plenary/video?date=14-09-2016>

infrastrutture siano adeguate allo sviluppo delle fonti rinnovabili in modo da minimizzare i costi di dispacciamento.

Conclusioni e proposte per il futuro del settore

Il quadro che emerge dall'analisi del sistema elettrico negli ultimi venti anni presenta una forte dinamicità: è stato soggetto a interventi legislativi volti a promuovere da un lato l'obiettivo della libera concorrenza e, dall'altro, quello della sostenibilità ambientale.

Gli obiettivi prospettati dal decisore pubblico nei primi anni '90 sono stati raggiunti: l'industria elettrica si è adeguata gradualmente alla regolazione del settore ed oggi le sfide del settore elettrico liberalizzato sono indirizzate verso un futuro a zero emissioni di carbonio.

Tra il 1996 e il 2009 il legislatore europeo è intervenuto nel settore energetico tramite l'adozione di tre pacchetti di misure riguardanti l'accesso al mercato, la sua trasparenza e regolamentazione, la tutela dei consumatori, il sostegno all'interconnessione e livelli adeguati di approvvigionamento.

Il *Ddl Concorrenza*, attualmente all'esame del Parlamento Italiano, prevede l'abolizione del «servizio di maggior tutela», completando in tal modo l'apertura del mercato elettrico anche sul versante della domanda. Secondo i sostenitori del completamento della liberalizzazione, l'abolizione del servizio di maggior tutela favorirebbe la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica in bolletta che in Italia, nel 2015, sono risultati in aumento rispetto ai prezzi della media europea: 0,2428 €/KWh in Italia rispetto a 0,2105 €/KWh nella media UE a 28. Bisogna tener presente che, in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico, il prezzo dell'energia sul mercato all'ingrosso è diminuito. Tuttavia, le variazioni dei prezzi sul mercato *wholesale* faticano a riflettersi sul mercato *retail*, cioè sul prezzo dell'energia pagato nella bolletta elettrica dai consumatori. L'impatto positivo della libera concorrenza sul prezzo dell'energia all'ingrosso è stato limitato dai costi relativi agli oneri di sistema che rappresentano ormai 1/3 circa dei costi totali della bolletta elettrica. In particolare, i costi di rete sono maggiorati dalla gestione della presenza delle fonti rinnovabili non programmabili.

Queste ultime rappresentano una componente fondamentale nel mix produttivo di energia elettrica per raggiungere gli ambiziosi obiettivi di sostenibilità ambientale delineati dal legislatore.

Infatti, quando si fa riferimento alle politiche di apertura del mercato elettrico alla concorrenza, non si può far a meno di notare l'impegno del legislatore europeo nel creare un sistema di incentivi a favore dello sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, in particolare con la priorità concessa alle fonti rinnovabili nell'accesso al sistema di dispacciamento e la realizzazione dell' *Emission Trading System*. Grazie agli strumenti di incentivazione, dal 2010, la potenza installata degli impianti fotovoltaici è aumentata rapidamente, seguita dall'eolico e dalle bioenergie. Nel 2015, la quota delle fonti rinnovabili sul totale della domanda di energia in Italia risulta pari al 20%.

A venti anni dall'avvio della liberalizzazione, il mercato elettrico registra un'elevata concorrenza sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda. Nel 2015 la quota dei consumatori che si sono dichiarati soddisfatti della qualità del servizio è risultata particolarmente elevata e superiore a quella registrata nel 1998. Tuttavia, l'Istat ha registrato un malcontento delle famiglie relativo alla chiarezza della composizione della bolletta elettrica e alla trasparenza delle voci tariffarie che si aggiungono al prezzo della materia prima "energia".

Come già ricordato, l'aumento della bolletta elettrica italiana registrato negli ultimi anni non dipende tanto dal prezzo dell'energia all'ingrosso ma, piuttosto, dall'aumento dei costi relativi agli oneri di sistema e dei costi di dispacciamento, a cui si aggiungono ulteriori maggiorazioni dovute alla tassazione.

Il tema che dovrebbe essere centrale nel dibattito circa il sistema elettrico italiano non è l'abolizione o meno del servizio di maggior tutela. La tutela del consumatore, infatti, come evidenziato anche dagli esperti del settore, è garantita dall'Autorità Indipendente per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico e dall'azione della giustizia amministrativa che ha dimostrato di agire tempestivamente rispetto al ricorso presentato dall'associazione dei consumatori relativo al recente aumento della bolletta elettrica. Il dibattito da promuovere riguarda,

piuttosto, il ripensamento del sistema elettrico tramite un nuovo disegno di mercato che prenda in considerazione la rilevante presenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e il loro continuo sviluppo futuro, anche con una revisione dell'attuale Strategia Energetica Nazionale. Dal 2015, la Commissione Europea ha avviato una consultazione con gli *stakeholders* per intervenire in maniera mirata sulla nuova regolazione delle infrastrutture energetiche e sui compiti dell'Acer, sulle fonti rinnovabili ed elettricità, sulla sicurezza delle forniture elettriche e sull'efficienza energetica. Lo strumento cardine per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 è rappresentato da una revisione del meccanismo ETS, la cui funzione strategica sarà uno dei temi discussi nella prossima Conferenza delle Parti di Marrakech a Novembre 2016 (Cop 22). Un ulteriore strumento da valorizzare riguarda il nuovo compito delle fonti convenzionali nell'adeguare il sistema elettrico ai picchi di domanda di energia che gli impianti da fonti non programmabili (quelle rinnovabili) non sempre sono in grado di assicurare. Si tratta del *Capacity Remuneration Mechanism* che serve a compensare gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili sugli impianti di generazione da fonti convenzionali, permettendo a questi ultimi di recuperare i costi relativi alla capacità di riserva messa a disposizione per rispondere ai picchi di domanda di energia. Il legislatore europeo e quello nazionale hanno il compito di produrre una normativa che favorisca la mobilitazione degli investimenti necessari, in modo da raggiungere gli ambiziosi obiettivi di ridisegno del mercato elettrico e di azzeramento delle emissioni di CO₂. Il raggiungimento di tali obiettivi si rifletterà positivamente sulla qualità ed economicità del servizio elettrico offerto ai consumatori oltre che sulla tutela dell'ambiente.