

Dipartimento
di Impresa e Management

Cattedra: Microeconomia

La Liberalizzazione del Mercato Elettrico: Teoria e Pratica.

Prof. Fabiano Schivardi

Relatore

Leonardo Marongiu

Matr. 243411

Candidato

*Eritis sicut Deus,
scientes bonum et
malum.*
-Genesi, 3,5.

Indice

Introduzione	4
1. Le questioni economiche alla base del processo di liberalizzazione.....	5
1.1. Monopolio	5
1.2. Concorrenza perfetta	8
1.2.1. Paradigma Cournotiano.....	11
1.3. Network.....	16
1.4. Mercato all'ingrosso	21
1.5. La concorrenza	24
1.6. Le Liberalizzazioni	25
2. Riforme elettriche: una prospettiva europea.....	26
2.1. Un quadro storico	26
2.2. Il Primo Pacchetto Energia.....	30
2.2.1. Liberalizzazioni a due velocità: come esportare posizioni dominanti.....	32
2.3. Il Secondo Pacchetto Energia.....	35
2.3.1. Seconda direttiva: privatizzazione senza liberalizzazione	37
2.4. Il Terzo Pacchetto Energia.....	40
3. Il caso italiano	43
3.1. Decreto Bersani	43
3.2. Mercato elettrico all'ingrosso.....	44
3.2.1. Mercato del Giorno Prima (MGP)	45
3.2.2. Mercato Infragiornaliero	50
3.2.3. Mercato dei Servizi di Dispacciamento	50

3.3. Trasparenza nel mercato elettrico	52
3.3.1. Il cluster campano	53
3.4. L'autorità	55
3.5. Il ruolo di Acquirente Unico	57
4. Analisi dei prezzi elettrici	60
4.1.1. Metodologia	60
4.1.2. Dati	63
4.2. Dinamiche del Mercato Elettrico Europeo	64
4.2.1. Mercato all'ingrosso	64
4.2.2. Famiglie	66
4.2.3. Imprese	69
4.2.4. Composizione bolletta elettrica	72
4.3. Dinamiche del mercato elettrico italiano	78
4.3.1. Offerta	78
4.3.2. Domanda	82
4.3.3. Famiglie	84
4.3.4. Imprese	86
4.4. Composizione della bolletta elettrica	88
4.4.1. Sussidi energetici	90
5. Effetti sul sistema macroeconomico	95
5.1. Il modello IS-LM-PC	95
Conclusioni	101
Opere citate	103

Introduzione

Il processo di liberalizzazione che ha avuto luogo in Italia a partire dagli anni '90, ha segnato l'apertura alla concorrenza di molti settori che prima erano gestiti in regime di monopolio. La teoria economica ci suggerisce che i risultati di un settore in cui vengono garantite le condizioni concorrenziali siano più efficienti rispetto a quelli monopolistici. In altre parole, si ritiene che quanto più un mercato si avvicina al modello teorico della concorrenza perfetta tanto migliori saranno i risultati attesi in termini di qualità del servizio e di prezzo praticato.

Con riferimento al mercato elettrico, nel breve periodo, gli effetti osservati in seguito al processo di liberalizzazione si sono discostati da quelli attesi: il prezzo dei beni elettrici per i consumatori finali non è diminuito, bensì ha registrato valori tra i più alti in Europa. Ciò ha avuto importanti conseguenze non solo sul reddito delle famiglie ma anche sulla competitività delle imprese.

A distanza di più di vent'anni dall'apertura al mercato del settore elettrico, questo lavoro si propone di analizzare gli effetti conseguiti e i risultati prodotti dal processo di liberalizzazione.

In particolare, si cercherà di determinare l'impatto che ha avuto tale processo sul costo dell'elettricità per famiglie ed imprese.

Il primo capitolo si propone di analizzare le questioni economiche alla base del processo di liberalizzazione, nonché le peculiarità tecniche del mercato elettrico stesso.

Il secondo capitolo inserisce il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano in ambito europeo. In particolare, si descriveranno i principali atti che hanno portato all'attuale assetto industriale del mercato elettrico europeo. In questo capitolo, si approfondiranno le principali Direttive europee e le loro criticità.

Il terzo capitolo delinea l'assetto italiano, con particolare riferimento alla figura dell'Autorità e alla formazione del prezzo nel mercato all'ingrosso.

Il quarto capitolo, cardine del lavoro, si propone di analizzare i prezzi del mercato elettrico e la loro evoluzioni. In particolare, in questo capitolo ampio spazio è dedicato a confronti internazionali, che permettono di essere presi come *benchmark* per la valutazione del processo di liberalizzazioni italiano ed europeo.

Il quinto capitolo delinea degli effetti macroeconomici di elevato livello dei prezzi elettrici, tramite il ricorso al modello IS-LM-PC.

Le questioni economiche alla base del processo di liberalizzazione

Le basi teoriche del processo di liberalizzazione risiedono nel modello teorico della concorrenza perfetta (Pollitt, 2009). I risultati di un mercato concorrenziale vengono, quindi, considerati come un canone di riferimento verso cui far tendere i vari settori dell'economia; tanto più questi si avvicinano al modello teorico della concorrenza perfetta tanto più giudicheremo questi mercati efficienti. Per comprendere le ragioni che hanno spinto a considerare la forma di mercato della concorrenza preferibile a quella del monopolio, richiamiamo qui brevemente i rispettivi risultati.

Monopolio

Nel monopolio si considera il comportamento di un'impresa quando questa è *l'unica* impresa presente nel mercato. Il monopolista, nella sua scelta di massimizzazione del profitto, non è esente da limiti. Infatti, l'impresa ha come uno vincolo la funzione di domanda: può fissare un prezzo, facendo determinare ai consumatori la quantità che essi sono disposti ad acquistare; oppure può determinare la quantità lasciando ai consumatori la determinazione del prezzo¹. Il problema di massimizzazione del profitto può essere così riassunto:

$$\max_y p(y) * y - c(y) \tag{1.1}$$

La massimizzazione della funzione 1.1 avviene in corrispondenza dell'uguaglianza tra i ricavi marginali e i costi marginali.

$$\frac{\Delta r}{\Delta y} = \frac{\Delta c}{\Delta y} \tag{1.2}$$

Infatti, fintanto che il ricavo derivante dalla produzione di un'unità aggiuntiva è superiore al suo costo marginale, il monopolista ha interesse nell'espandere la produzione. In corrispondenza

¹ La scelta della variabile indipendente non modifica i risultati. Per comodità assumiamo che sia il monopolista a determinare la quantità.

dell'ultima unità marginale il ricavo che questa garantisce all'impresa è esattamente uguale al suo costo.

L'effetto dell'espansione dell'output sui ricavi del monopolista è ambiguo: mentre i ricavi aumentano a seguito della vendita delle unità aggiuntive pari a $p * \Delta y$, l'effetto della contrazione del prezzo su tutte le unità *infra-marginali* porta ad una riduzione dei ricavi pari a $y * \Delta p$ ². L'effetto finale è dunque pari a

$$\Delta r = p * \Delta y + y * \Delta p \tag{1.3}$$

Riorganizzando i termini

$$\frac{\Delta r}{\Delta y} = p(y) + y * \frac{\Delta p}{\Delta q} = p(y) + \left(1 + \frac{q}{p} * \frac{\Delta p}{\Delta q}\right) \tag{1.4}$$

In particolare, riconoscendo che $\frac{q}{p} * \frac{\Delta p}{\Delta q}$ è il reciproco dell'elasticità, possiamo riscrivere l'equazione

1.3 come segue

$$MR = p(y) * \left[1 + \frac{1}{\varepsilon(y)}\right]$$

La condizione di primo ordine (1.2) impone la seguente uguaglianza

$$p(y) * \left[1 + \frac{1}{\varepsilon(y)}\right] = MC(y) \tag{1.5}$$

Di conseguenza, il prezzo di monopolio è dato dal prodotto tra i costi marginali e il *mark-up*

$$\left(\frac{1}{1+1/\varepsilon(y)}\right):$$

² L'effetto negativo sui ricavi a seguito della perdita sulle unità inframarginali non si verifica per i c.d. *beni di Giffen* che vedono una curva di domanda con inclinazione positiva. Ovviamente questi vengono considerati come un caso particolare.

$$p(y) = MC(y^*) * \left[\frac{1}{1 + 1/\varepsilon(y)} \right]$$

(1.6)

In conclusione, il prezzo di monopolio sarà normalmente superiore ai costi marginali. In particolare, il potere di mercato, definito come l'abilità di un'impresa di praticare un prezzo superiore al costo marginale, è inversamente proporzionale all'elasticità della domanda: tanto più la domanda è elastica tanto più i prezzi saranno prossimi al costo marginale. Il risultato del monopolio è quello di un'inefficienza allocativa: il monopolista, nella sua condotta massimizzante, limitando la produzione riduce il benessere sociale. Infatti, anche se il beneficio marginale che i consumatori otterrebbero da un'espansione dell'output è maggiore del costo richiesto per produrle, queste unità non vengono comunque prodotte. Il risultato è una perdita secca di benessere pari all'area B+C (Figura 1.1).

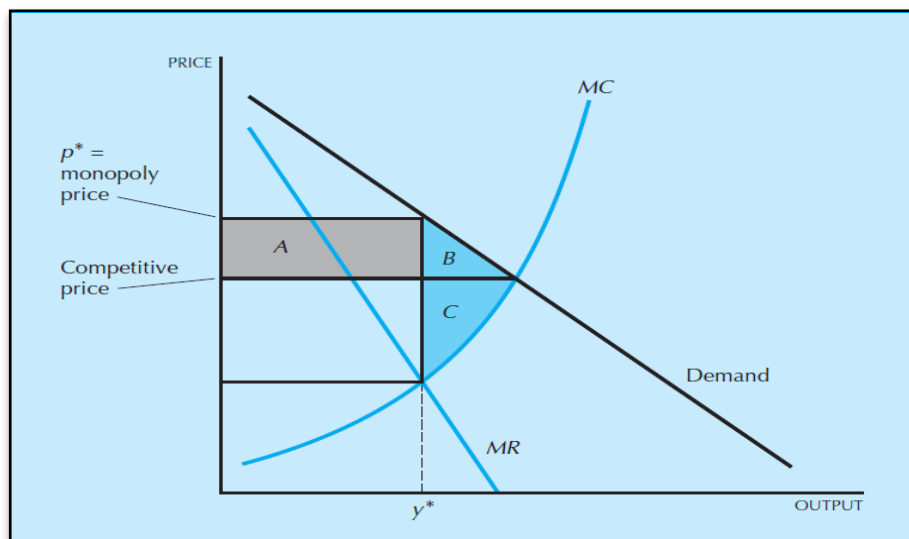


Figura 1.1: Massimizzazione del profitto in regime di monopolio, surplus consumatore e produttore.

Concorrenza perfetta

Il modello della concorrenza perfetta è *strutturalmente* antitetico a quello del monopolio. In questa forma di mercato si ipotizza: (a) l'omogeneità del prodotto; (b) libertà di entrata e di uscita; (c) il *price taking behavior*, ovvero sia le imprese che i consumatori considerano il prezzo come un *dato* indipendente dalle scelte individuali, sia che esse siano di produzione o di consumo. Nel momento in cui consideriamo le imprese come *price taker*, ne discende che l'unica scelta che l'impresa deve considerare è solo se e quanto produrre ad un dato prezzo.

Il problema di massimizzazione del profitto per un'impresa concorrenziale è così formulato:

$$\max_y p(y) * y - c(y)$$

Come per il monopolista, la massimizzazione del profitto avviene quando è verificata l'*equazione 1.2*. Tuttavia, a differenza del caso precedente, poiché l'impresa concorrenziale considera il prezzo come un dato, il ricavo marginale è pari al prezzo di mercato.

La curva di domanda per la singola impresa concorrenziale è tale da incorporare le aspettative dell'impresa. In particolare, l'impresa concorrenziale ipotizza che, qualora praticasse un prezzo superiore a quello di mercato (p^*), la domanda sarebbe pari a zero: infatti, a essendo il bene omogeneo tutti i consumatori semplicemente acquisterebbero il prodotto altrove. Diversamente, se l'impresa pratica un prezzo pari al prezzo di mercato, potrà collocare sul mercato la quantità che desidera³. Dunque, nel caso di imprese concorrenziali la curva di ricavo marginale è esattamente pari al prezzo di mercato.

³ Tuttavia, l'impresa deve comunque tenere conto del vincolo alla capacità produttiva.

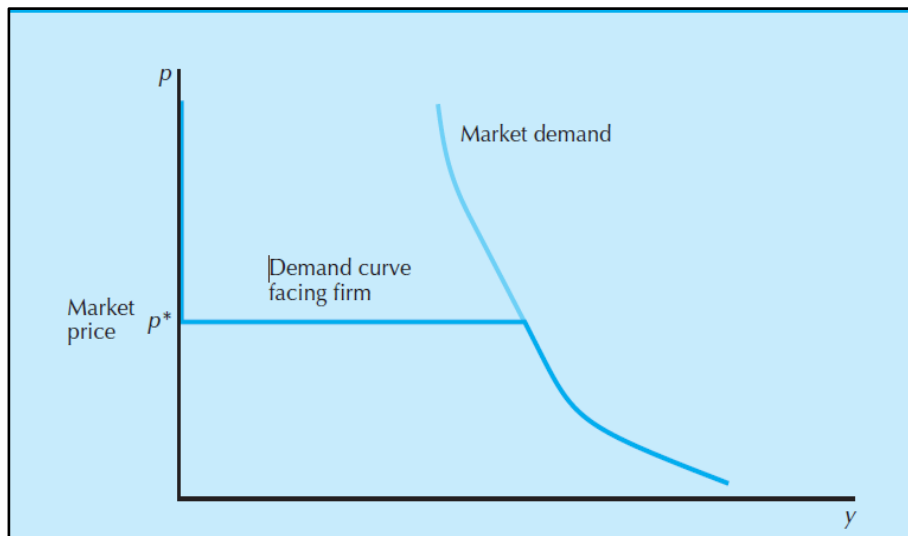


Figura 1.2: Curva di domanda per la singola impresa concorrenziale.

La massimizzazione del profitto avviene tramite l'uguaglianza tra prezzo e costo marginale:

$$P(y) = MC(y)$$

Ne discende che la funzione d'offerta per la singola impresa è pari alla curva di costo marginale⁴.

L'equilibrio di mercato di breve periodo sarà dato dall'intersezione tra la domanda e l'offerta.

L'offerta di mercato nel breve periodo è costruita come *somma orizzontale* delle singole curve di offerta. Poiché assumiamo che nel breve periodo il numero di produttori sia dato, l'offerta di mercato sarà inclinata positivamente, e l'esistenza di profitti è vincolata alle curve di costo, in particolare a quella di costo medio. Dunque, a seconda della curva di costo medio, alcune imprese conseguiranno profitti positivi, altre nulli ed altre ancora saranno in perdita.

Nel lungo periodo, tuttavia, il numero di imprese non è considerato come un parametro, ma è liberamente definito. In particolare, ci aspettiamo che se un'impresa nel breve periodo stava conseguendo delle perdite, questa scelga di uscire dal mercato. Diversamente, se le n imprese stavano conseguendo un profitto è lecito attendersi l'ingresso di nuove imprese. Infatti, dopo tutto, un mercato competitivo è caratterizzato non solo dalla libertà di entrata ma anche dal fatto che qualunque impresa può entrare nel mercato, procurarsi i fattori produttivi, e iniziare a produrre la

⁴ Ovviamente tenendo conto della c.d. *condizione di chiusura* che nel breve periodo richiede che il costo medio sia superiore al prezzo di mercato.

stessa quantità prodotta dalle altre n imprese allo stesso costo⁵. L'ingresso di nuove imprese non è privo di effetti: l'entrata di nuove impresa, a parità di altre condizioni, porterà un aumento dell'output dell'industria e questo determinerà un cambiamento nel prezzo di mercato. Il risultato è che la continua entrata o uscita delle imprese, determinata dalla presenza di extra-profitti o extra-perdite, farà tendere, nel lungo periodo, la curva di offerta in corrispondenza del valore minimo del costo –medio- di produzione. In altre parole, in un mercato concorrenziale, nel lungo periodo, il prezzo è determinato dal solo costo di produzione, mentre la domanda determina solo la quantità. La quantità che viene scambiata è socialmente ottima in quanto vengono prodotte tutte le unità per cui il beneficio che queste assicurano ai consumatori è superiore al costo di produzione. Come risultato, l'equilibrio concorrenziale massimizza il surplus aggregato⁶.

I risultati qui brevemente ricordati, sono stati alla base del processo di liberalizzazione del mercato elettrico, e definiscono il quadro teorico dello stesso. Tuttavia, subito sorgono due domande: quando si verificano le condizioni di concorrenzialità tali da far assumere un *price-taking behavior*? È preferibile un monopolio *regolato* ad una concorrenza senza vincoli?

⁵ Così Stigler lega il concetto di barriera all'entrata alle asimmetrie di costo. In particolare, sono barriere all'entrata quei costi che l'entrante deve sostenere e che l'incumbent non ha sostenuto. Diversamente, Bain sostiene che le uniche barriere all'entrata sono quelle di carattere regolatorio o istituzionale.

⁶ Per quello che riguarda *la distribuzione* del surplus questo, nel lungo periodo, è *interamente* attribuito ai consumatori.

Paradigma Cournotiano

I risultati di concorrenza perfetta sono basati sull'ipotesi di una perfetta competizione tra le imprese. Ma per comprendere quando questo si verifica analizziamo un mercato oligopolistico. Alcuni modelli dell'analisi degli oligopoli ipotizzano un gioco sequenziale, altri simultaneo. Poiché nel mercato elettrico viene richiesto nel mercato del giorno prima (MGP) di formulare un'offerta, indicante la quantità disposta a fornire ad un determinato prezzo, in questo modello ipotizziamo che le decisioni vengano assunte *simultaneamente*. Inoltre, un elemento ancora più centrale è la scelta della variabile strategica che le imprese usano: alcuni modelli, come quello di Bertrand, ipotizzano che la variabile strategia sia il prezzo, altri, come il modello di Cournot, la quantità. In questo modello ipotizziamo che le imprese concorrano alla Cournot. Infine, ipotizziamo la stessa funzione di costo fra gli n generatori.

Data una funzione di domanda lineare, $Q(p)$, è possibile definire la sua inversa nel modo seguente:

$$p(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) = b_0 - b_1 \sum_{i=1}^n Q_i \quad (1.7)$$

Dove Q_i è la quantità prodotta dalla i -esima impresa. La massimizzazione dei profitti per l' i -esima impresa è pari a

$$\begin{aligned} \max_{Q_i} p(Q) * Q_i - (FX + c_{mc} * Q_i) \\ \max_{Q_i} (b_0 - b_1 Q_i - b_1 * \bar{Q}_i) * Q_i - (FX + c_{mc} * Q_i) \end{aligned} \quad (1.8)$$

Dove $\bar{Q}_i = \sum_{i \neq j} Q_j$ indica la somma delle quantità prodotte da tutte le imprese diverse dalle i -esima.

Poiché in un mercato concorrenziale il prezzo è uguale al costo marginale, la quantità prodotta dalla i -esima impresa in regime di concorrenza perfetta è così definita:

$$Q_S = \frac{(b_0 - c_{mc})}{b_1} \quad (1.9)$$

Questa quantità può essere considerata la quantità di riferimento per la massimizzazione della funzione 1.8. La massimizzazione della funzione si ottiene ponendo la derivata prima rispetto a Q_i pari a zero.

$$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = b_0 - 2b_1 Q_i - b_1 \bar{Q}_i - c_{mc} = 0$$

Da cui risolvendo per Q_i si ottiene

$$Q_i^* = \frac{1}{2b_1} (b_0 - b_1 Q_i^* - c_{mc}) = \frac{1}{2} (Q_S - \bar{Q}^*) \quad (1.10)$$

Questo implica

$$Q_i^* = Q_S - Q^* \quad (1.11)$$

Dove $Q^* = \sum_{j=1}^n Q_j^*$.

Dunque, la quantità ottima prodotta dalla i -esima impresa (Q_i^*) è definita a partire dalla quantità di concorrenza perfetta a cui viene sottratta la somma delle quantità ottimali fornite dalle altre imprese (Q^*). Ricordando che per ipotesi tutti i produttori hanno la medesima curva di costo, tutti i produttori avranno un livello di produzione uguale. Dunque, è possibile definire la quantità prodotta dalla i -esima impresa come

$$Q_i^* = \frac{Q_S}{n+1} \quad (1.12)$$

Dove la quantità totale immessa sul mercato è data dalla sommatoria delle singole offerte

$$Q^* = \sum_{i=1}^n Q_i^* = \frac{n}{n+1} Q_S \quad (1.13)$$

In particolare, è facile notare come

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n}{n+1} = 1$$

Sicché quando “ n ” è “sufficientemente elevato” la quantità fornita dalla i -esima impresa tenderà a quella di concorrenza perfetta. Tuttavia, in generale, questa sarà *inferiore* a quella di concorrenza perfetta. In maniera simile, il prezzo in equilibrio è dato da

$$p^* = b_0 - b_1 \sum_{i=1}^n Q_i^* = \frac{1}{n+1} * ((n+1)b_0 - n b_1 Q_s) = c_{mc} + \frac{b_1 Q_s}{n+1} \quad (1.14)$$

Coerentemente con i risultati attesi, il prezzo di equilibrio in un mercato oligopolistico è superiore al prezzo di concorrenza perfetta. È importante notare come il termine $\frac{b_1 Q_s}{n+1}$ sia *decescente* in n : un numero maggiore di produttori tende a far diminuire il *markup*, avvicinando il prezzo all’equilibrio concorrenziale. Teoricamente il *markup* dipende anche dall’inclinazione della funzione di domanda inversa (b_1). Tuttavia, essendo la domanda di energia elettrica molto inelastica, questo si rivela uno strumento poco efficace nel contrastare il potere di mercato (Zweifel, 2017).

Un'altra caratteristica specifica del mercato elettrico è la non-linearità del costo marginale: sebbene l’elettricità sia percepita omogenea dai consumatori finali, questa è per i produttori un bene relativamente eterogeneo. Per tenere conto di questa caratteristica è possibile incorporare nell’equazione 1.14 la non-linearità del costo marginale nel seguente modo

$$p^* = \alpha_0 + \alpha_1 * Q^{\alpha_2} + \frac{b_1 Q_s}{n+1} \quad (\text{con } \alpha_0, \alpha_1 > 0 \quad \alpha_2 > 1) \quad (1.15)$$

Dove $c_{mc} = \alpha_0 + \alpha_1 * Q^{\alpha_2}$ incorpora l’ipotesi di non-linearità del costo marginale.

L’analisi sopra descritta mostra come, anche in un mercato caratterizzato dall’interazione strategica tra le imprese, è possibile ottenere un risultato *tendente* a quello di concorrenza perfetta a condizione che il numero di imprese sia “sufficientemente elevato”. Questa concezione *strutturale* della concorrenza è alla base del c.d. *paradigma struttura-condotta-performance*, elaborato da Bain e Mason. Secondo gli studiosi in parola, la *struttura* dell’offerta (numerosità e dimensione delle imprese, barriere all’entrata, e integrazione verticale) determina i perimetri degli *effettivi comportamenti* delle imprese in termini di politiche di prezzo, investimenti per la produttività,

comportamenti cooperativi o indipendenti, e innovazione. Successivamente, le condotte poste in essere dalle imprese determinano a loro volta i risultati (*performance*), ossia il rapporto fra prezzi e costi marginali, la competitività dei prezzi, l'efficienza allocativa e così via. Successive verifiche empiriche (Schmalensee, 2001) hanno mostrato come esiste una regressione statisticamente significativa fra i margini di profitto e i valori della concentrazione e delle barriere all'entrata che caratterizzano un determinato settore.

L'analisi di cui sopra mostra come, l'esistenza di una condotta concorrenziale sia giustificata in caso di un'elevata numerosità di imprese. Oggi, per verificare la bontà dei processi di liberalizzazione in Europa, tra le altre cose, consideriamo *il numero* e *la concentrazione* del mercato, a testimonianza della validità pratica dell'analisi di cui sopra⁷.

È interessante notare come i due segmenti di mercato (quello della produzione e della distribuzione ai consumatori finali) debbano essere *entrambi* caratterizzati dalla concorrenza per produrre un risultato complessivo efficiente. In altre parole, è sufficiente che si verifichi una distorsione nel meccanismo della concorrenza in un *qualsiasi* livello della filiera per determinare un risultato inefficiente dell'intera filiera.

Ipotizziamo una filiera caratterizzata da un mercato alla produzione in concorrenza e un mercato finale in monopolio. In questo caso, il prezzo che i produttori praticano ai distributori è pari al costo marginale della produzione, essendo il mercato alla produzione in regime di concorrenza. Per i distributori il prezzo alla produzione rappresenta il costo marginale alla distribuzione⁸. Ne discende che il costo marginale alla produzione è uguale al costo marginale della distribuzione. Tuttavia, poiché è presente un monopolio nel mercato finale, il prezzo della distribuzione (ovvero quello effettivamente pagato dai consumatori) *non* sarà uguale al costo marginale della distribuzione:

⁷ Vi sono altri modelli, come quello di Bertrand, che con diverse ipotesi, giungono a diverse conclusioni. In particolare, è fondamentale la scelta della variabile strategica.

⁸ Ipotizziamo infatti l'assenza di ulteriori costi per i distributori, oltre a quello della materia prima (elettricità), come nel modello "classico" della concorrenza perfetta.

infatti l'unico distributore applicherà il classico *markup* di monopolio, conducendo l'intera filiera ad un risultato non efficiente. In particolare, i produttori, che sono in regime di concorrenza perfetta, produrranno la quantità di monopolio, essendo questa la quantità che viene domandata loro dall'unico distributore.

Network

L'analisi fino ad ora svolta ha assunto che il rapporto tra i produttori ed i distributori fosse diretto, mentre concretamente questo è mediato dalla rete. La rete permette la connessione tra i generatori e i consumatori finali, senza questa non esisterebbe alcun mercato elettrico. La rete elettrica è caratterizzata da alcune proprietà fisiche. Anzitutto, la perdita nella distribuzione aumenta proporzionalmente con la distanza, rendendo più economico posizionare gli impianti di generazione più vicini possibile al consumatore finale⁹. Inoltre, la -seconda- legge di Ohm afferma che la perdita è inversamente proporzionale al voltaggio (V) della rete, rendendo la trasmissione a lunga distanza più economica se questa è effettuata con linee ad alta tensione.

In particolare, le linee di trasmissione sono distinte a seconda del voltaggio in:

- Linee ad altissima tensione (220000-380000 V) per la trasmissione a lunga distanza;
- Linee ad alta tensione (35000-100000 V) per la trasmissione interregionale;
- Linee a media tensione (1000-30000V) per la trasmissione regionale;
- Linee a bassa tensione (220-380 V) per la trasmissione locale.

Da un punto di vista economico, la rete, oltre ad essere un'infrastruttura essenziale, è considerata un *monopolio naturale*, in quanto un'unica impresa può produrre la quantità di mercato, Q, ad un costo inferiore rispetto a quanto possono fare due o più imprese. Quando questa circostanza si verifica, definiamo la funzione di costo *subadditiva* in Q

$$c\left(\sum_{k=1}^n Q_k\right) < \sum_{k=1}^n c(Q_k)$$

(1.16)

⁹ La distanza media di trasmissione è solitamente inferiore ai 100 Km, con una perdita inferiore al 5% dell'elettricità distribuita.

La subadditività del costo è dunque un elemento necessario, allorché non sufficiente, per determinare l'esistenza di un monopolio naturale (Sharkey, 1982). Data l'esistenza di un monopolio naturale, è più efficiente avere una singola rete piuttosto che averne due o più. Tuttavia, la presenza di un'unica impresa implica un notevole potere se questa è anche integrata verticalmente. Infatti, l'impresa integrata potrebbe impedire ad altri produttori l'accesso alla rete o permetterlo a delle condizioni eccessivamente onerose. Le Direttive Europee¹⁰ hanno avuto come principio fondante il c.d. *Third Party Access (TPA)*, volto ad assicurare l'apertura – *effettiva* - dell'infrastruttura ai concorrenti. Il principio del TPA solleva notevoli questioni economiche, tra le quali richiamiamo: (a) la riprogettazione della struttura proprietaria e industriale del settore volta ad eliminare l'incentivo per il proprietario della rete di limitare la concorrenza a valle; (b) l'allocatione dei permessi di trasmissione. (c) la struttura delle tariffe.

Il punto (a) è di fondamentale importanza. Infatti, se il proprietario della rete è anche presente nel mercato finale, l'impedire ad altre imprese l'accesso alla rete significherebbe, *ipso facto*, conservare una rendita di monopolio nel mercato finale. Inoltre, anche se il proprietario della rete garantisce l'accesso alla rete la questione non sarebbe comunque risolta. Infatti, una tariffa di accesso troppo elevata o con carattere discriminatorio minerebbe la capacità per le imprese entranti di competere nel mercato finale con *l'incumbent*. Da questo punto di vista, il comportamento strategico dell'aumento dei costi dei concorrenti, ben noto alla letteratura di Organizzazione Industriale (Salop e Scheffman, 1984), consiste essenzialmente nell'accrescere il differenziale tra i costi dell'*incumbent* e i costi dei concorrenti.

Per illustrare come l'aumento dei costi di un concorrente possa accrescere i profitti dell'*incumbent*, consideriamo il seguente mercato:

¹⁰ Le tre direttive principali sono: 96/92/EC, 03/54/EC e 09/72/EC.

- la curva di domanda dei consumatori è data dalla funzione $D(p)$;
- l'impresa proprietaria della rete ha un vincolo alla capacità produttiva (\hat{q}) e dei costi marginali costanti, pari a m ;
- sono presenti n imprese concorrenziali con costi marginali costanti, c tale che $c > m$.

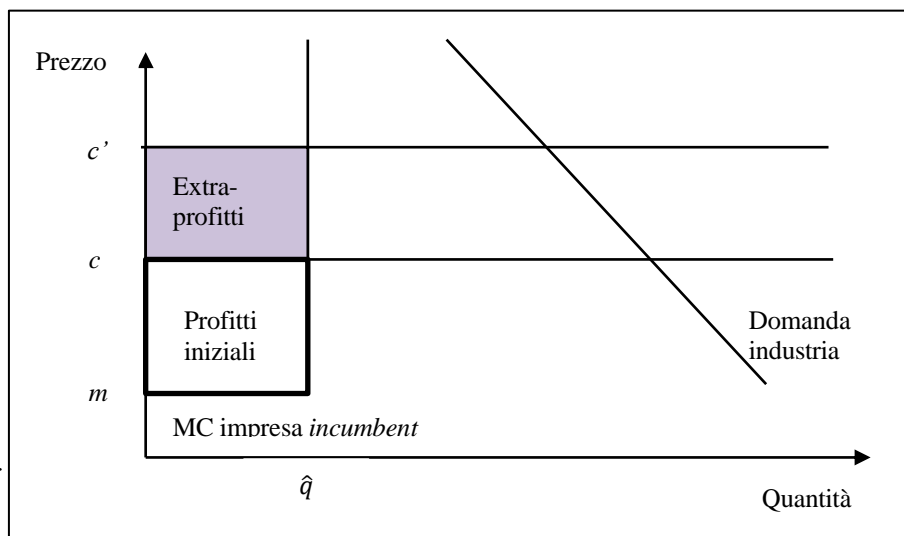


Figura 1.3

In assenza di comportamento strategico, come mostra la *Figura 1.3*, il prezzo di equilibrio sarebbe pari ad c . L'*incumbent* massimizza i profitti in corrispondenza di \hat{q} , conseguendo un profitto pari a $(c - m) * \hat{q}$. Ora supponiamo che l'*incumbent* possa decidere liberamente la tariffa di accesso alla rete. A parità di altre condizioni, le imprese concorrenti vedono un aumento dei costi marginali da c a c' . Il nuovo prezzo d'equilibrio sarà dunque c' . A questo livello di prezzo, l'*incumbent* produrrà sempre la quantità \hat{q} , ma la venderà ad un prezzo superiore, infatti $c' > c$. Gli *extra-profitti* che derivano da questa strategia sono pari a $(c' - c) * \hat{q}$. Ne discende che il proprietario della rete ha molti più incentivi a non precludere l'accesso alla rete se questo non ha attività nel mercato finale; in questo caso di parla di *unbundling*.

Tuttavia, il proibire all'impresa proprietaria della rete di detenere attività a valle non risolve del tutto la questione. Infatti, il proprietario della rete potrebbe comunque porre in essere comportamenti tali da distorcere la competizione a valle. Il caso limite è quello in cui il proprietario permetta ad *una sola* impresa a valle l'accesso alla rete. Successivamente, l'*incumbent* potrebbe applicare una *tariffa in due parti*, ancorando il prezzo di accesso al costo marginale *più* una parte fissa uguale ai profitti di monopolio che l'unica imprese ottiene nel mercato finale. In questo caso, i prezzi di equilibrio e i profitti sono uguali al caso di monopolio precedentemente analizzato. Questo è un esempio della c.d. *leverage theory*, secondo cui un monopolio a monte tenderà ad estendere il suo potere anche nei mercati a valle.

In breve, in assenza di *unbundling*, il proprietario della rete ha un notevole incentivo nel limitare, o al più a precludere, l'accesso alla rete alle imprese che sono concorrenti nel mercato a valle, rendendo inefficace il processo di liberalizzazione. Una volta introdotto il principio dell'*unbundling*, gli incentivi nel distorcere la concorrenza per il proprietario della rete diminuiscono, e una buona legislazione antitrust *ex-post* dovrebbe essere sufficiente a garantire l'effettiva possibilità di partecipare al mercato. In particolare, l'*unbundling* può assumere le seguenti forme:

- *Unbundling manageriale*: è richiesta una divisione delle attività in dipartimenti separati con una divisione funzionale del personale. Inoltre, i dipartimenti devono essere dotati di autonomia finanziaria;
- *Unbundling legale*: si attua una separazione legale delle attività dell'*incumbent*. Viene richiesta l'applicazione di principi dettati dal regolatore in termini di separazione delle varie attività;
- *Unbundling proprietario*: si verifica un'effettiva separazione tra la proprietà della rete e i mercati finali. Inoltre, al proprietario della rete non è permesso detenere impianti di generazione.

L'allocazione dei diritti di trasmissione (*b*) segue il ragionamento di cui sopra. Infatti, se il proprietario della rete non partecipa nel mercato finale non avrà alcun incentivo nel preferire alcuni operatori rispetto ad altri. La *neutralità* dell'allocazione dei diritti di trasmissione è essenziale affinché si verifichi un'effettiva concorrenza; se il proprietario della rete partecipa anche in altri segmenti del mercato potrebbe avere interesse in una gestione poco terza della rete. Questo gli conferirebbe un notevole potere di mercato, specialmente in situazioni di limitata capacità di trasmissione (c.d. congestione di rete).

Infine, l'ultimo punto (*c*) riguarda un appropriato livello della tariffa di accesso. In particolare, la tariffa deve essere *non discriminatoria* e tale da essere *rappresentativa* dei costi. Quando il proprietario della rete non partecipa in altri livelli della filiera, queste condizioni garantiscono che tutte le imprese paghino la stessa quota di accesso, assicurando l'assenza di vantaggi di costo che distorcerebbero la concorrenza a valle. Da un punto di vista teorico, la componente variabile dovrebbe incorporare il costo del servizio di trasmissione, in cui la distanza abbia una sua importanza. Questo è un importante segnale per le imprese nel momento in cui decidono dove collocare i loro impianti di generazione. Tuttavia, questo principio è spesso disatteso date le notevoli difficoltà nel determinare l'effettiva distanza. Inoltre, è auspicabile che la tariffa dia degli incentivi al proprietario della rete per sviluppare l'infrastruttura. Coase (1946) fu uno dei primi a considerare la questione della fissazione della tariffa in mercati in cui sono richiesti notevoli investimenti. La sua soluzione è stata quella di usare una tariffa in due parti. Nel caso più semplice, la tariffa ha due componenti, una a consumo e una fissa. Come detto prima, la componente variabile deve essere uguale al costo marginale e quella fissa può essere usata per lo sviluppo della rete.

Mercato all'ingrosso

È ormai ampiamente riconosciuta l'idea che la concorrenza sia possibile in almeno due mercati della filiera elettrica: quello della produzione e quello della distribuzione finale. Prima dei processi di liberalizzazione il mercato elettrico era strutturato con aree di concessione regionale nel quale il regolatore permetteva l'attività di dispacciamento ad una singola impresa locale. Questi distributori locali e regionali potevano stipulare contratti di lunga durata con i generatori a monte. Secondo questi contratti, i distributori avevano l'esclusiva di distribuire l'elettricità in una determinata area di concessione; in tal modo la fornitura diretta dei generatori era proibita. Come risultato, tutti i clienti finali erano obbligati ad acquistare l'elettricità da una singola impresa, limitando la competizione tra i generatori. In particolare, in Italia vi era un'unica impresa (ENEL), integrata verticalmente, che gestiva l'intera filiera; dalla produzione alla distribuzione finale, passando per la gestione della rete.

L'applicazione dei principi di *unbundling* implica la creazione di un sistema che decida come la produzione debba essere allocata. Su questo punto non vi è un'unica soluzione. In particolare, in questa sede giova ricordare la molteplicità di modi di organizzare un mercato liberalizzato. Per quel che riguarda il mercato all'ingrosso, questo può essere così configurato:

- *Mercato con un unico acquirente*: tutta l'elettricità deve essere fornita ad un singolo acquirente (solitamente gestito dallo Stato). Secondo l'interpretazione di Hunt (2002) sono necessari contratti di lunga durata in quanto la presenza di un unico compratore può limitare la concorrenza. In questa ipotesi il singolo compratore determina il costo minimo di dispacciamento tale che la domanda sia servita dalla combinazione di produttori più efficiente. Tuttavia, è richiesto un notevole controllo sui produttori onde evitare la manipolazione - o l'uso strategico - delle offerte. In un mercato così disegnato l'impresa *incumbent* continua a mantenere la sua posizione monopolistica nel mercato finale;
- *Mercato all'ingrosso obbligatorio*: tutta la produzione generata deve essere offerta nel mercato, che ha la funzione di mediare i generatori con i clienti finali, i quali possono inviare le loro offerte nel mercato per soddisfare le loro esigenze;

- *Mercato all'ingrosso non obbligatorio*: l'elettricità può essere scambiata attraverso contratti bilaterali di lunga durata oppure tramite il mercato di cui sopra. Questo modello, rispetto al precedente, offre più flessibilità sia a venditori che ai compratori. Tuttavia, la partecipazione facoltativa potrebbe ridurre la liquidità e aumentare la volatilità dei prezzi del mercato all'ingrosso.
- *Mercato completamente liberalizzato con concorrenza a valle*: questa rappresenta la forma di configurazione del mercato più sofisticata, in quanto permette a tutti i consumatori di scegliere liberamente il loro fornitore. In altre parole, non sono presenti consumatori vincolati e tutti i clienti sono eleggibili per il c.d. *mercato libero*. Le imprese che servono i consumatori a valle (*retailer*) sono libere di entrare senza asset fisici, conquistando quote di mercato con contratti o prodotti innovativi. Tuttavia, per il corretto funzionamento della filiera è necessaria la presenza di un soggetto terzo che consenta il bilanciamento continuo della domanda e dell'offerta. Da un punto di vista teorico, i margini per i distributori dovrebbero essere molto ridotti in quanto si dovrebbe verificare una sostanziale coincidenza tra i prezzi del mercato all'ingrosso e quelli finali. Le direttive europee 96/92/EC, 2003/54/EC e in particolare la 2009/72/EC impongono agli stati membri l'applicazione di quest'ultima configurazione del mercato.

Una questione a lungo dibattuta è se fosse necessario configurare il mercato in forma obbligatoria: in altre parole, se sia concesso agli operatori del mercato di interagire anche al di fuori del mercato all'ingrosso. Da questo punto di vista, è importante ricordare la funzione che svolgono i prezzi nel veicolare le informazioni tra soggetti diversi. Secondo Hayek, i prezzi di mercato giocano un ruolo cruciale nell'aggregare e trasmettere informazioni circa la relativa scarsità di un bene, e un mercato centralizzato con *un solo* equilibrio certamente massimizzerebbe la chiarezza dell'informazione. Questo ragionamento è ancora più importante nella fase iniziale del processo di liberalizzazione, in cui venditori e acquirenti devono iniziare a comprenderne il funzionamento del mercato, sui cui formare successivamente le rispettive scelte di investimento e consumo. Inoltre, rendere il mercato

facoltativo potrebbe portare anche ad un effetto di secondo ordine: se le imprese possono liberamente scegliere di partecipare al mercato, non è da escludere un uso “strategico” delle offerte: le imprese non piazzerebbero le loro offerte sul mercato a meno che non lo ritengano conveniente. Gli effetti di questo “gioco strategico” sono molto difficili da prevedere, anche se non sarebbe erroneo attendersi una minore liquidità e una maggiore volatilità nei prezzi (Polo e Scarpa, 2003).

La concorrenza

Fino ad ora abbiamo analizzato le condizioni minime per la creazione di un mercato liberalizzato. Tuttavia, i principi del TPA, nelle sue varie declinazioni, costituiscono delle condizioni necessarie, allorché non sufficienti, per garantire concorrenza nella filiera elettrica. L'esistenza di una effettiva concorrenza dipende molto dalla struttura e dalla condotta dell'impresa *incumbent* a seguito della liberalizzazione. Da questo punto di vista, l'ex monopolista, se non ridimensionato, potrebbe scoraggiare la competizione delle nuove imprese usando la sua dimensione. Salop e Gelman (1983) hanno proposto un modello di concorrenza in cui, al contrario, è l'entrante a usare a suo vantaggio la dimensione dell'*incumbent*. In questo modello si suppone che l'entrante, vincolandosi ad una data capacità produttiva, renda conveniente per l'*incumbent* accomodare il suo ingresso. Questo tipo di interazione strategica prende il nome di “*judo economics*”. In particolare, nel momento in cui l'entrante sceglie una determinata capacità produttiva (k^*), e vincolandosi a questa, rende il suo ingresso meno minaccioso per l'impresa *incumbent*. Quest'ultima, invece di seguire l'entrante con un ribasso del prezzo¹¹, potrebbe permettere all'entrante di entrare, vendere il suo output (k^*) e servire la parte residuale del mercato ad un prezzo più elevato. In altre parole, l'impresa *incumbent* diventerebbe monopolista della parte residuale della domanda che non è stata soddisfatta dall'entrante. Quando l'*incumbent* accomoda l'ingresso il prezzo scende rispetto a quello di monopolio, anche se è maggiore di quello dell'entrante. Infatti, l'*incumbent* concede all'entrante una modesta porzione del mercato in cui l'entrante possa fare profitti. Questa descrizione dell'interazione tra *incumbent* ed entrante è applicabile a tutte quelle situazione in cui è credibile il vincolo alla capacità produttiva. Anche Scherer (1980) ha osservato come in molti casi l'entrante sceglie volutamente di limitare la sua dimensione piuttosto che rischiare un confronto con l'impresa *incumbent*.

¹¹ In questo modello l'entrante è considerata come il “*leader*” di prezzo e l'*incumbent* come l'impresa “*follower*” a differenza del modello di von Stackelberg.

Le Liberalizzazioni

L'analisi fino a qui svolta mostra come sia molto difficile giudicare in assoluto la bontà delle liberalizzazioni: queste non assumono un'unica forma bensì vengono calate nelle realtà concreta, in cui i singoli legislatori, determinano *una* fra le molteplici forme che il processo di liberalizzazione può assumere (Figura 1.4).

Countries	Third Party Access			Unbundling	Demand opening		Score (*)
	Access Price Setting	Disputes Solution	Type of Regulation		% eligible (2001)	Complete opening	
Austria	Regulator	Regulator	Ex-ante	Legal	100	2003	18
Belgium	Regulator	Regulator	Ex-ante	Legal	35	2007	14
Denmark	Regulator	Regulator	Ex-post	Legal	90	2003	17
Finland	Regulator	Regulator	Ex-post	Proprietary	100	1997	22
France	Ministry	Regulator	Ex-ante	Accounting	30	Unspecified	8
Germany	Negotiated	Antitrust	Ex-post	Accounting	100	1999	13
Greece	Ministry	Regulator	Ex-ante	Accounting	30	Unspecified	8
Ireland	Regulator	Regulator	Ex-ante	Legal	30	2005	14
Italy	Regulator	Regulator	Ex-ante	Proprietary	65	Unspecified	18
Luxemburg	Ministry	Ministry	Ex-ante	-	50	2007	10
Netherland	Regulator	Regulator	Ex-ante	Legal	33	2003	15
Portugal	Regulator	Regulator	Ex-ante	Legal	30	Unspecified	12
Spain	Ministry	Regulator	Ex-ante	Legal	45	2003	15
Sweden	Regulator	Regulator	Ex-post	Proprietary	100	1998	22
UK	Regulator	Regulator	Ex-ante	Proprietary	100	1998	23

Source: European Commission (2002)

Scores:

- Access Price Setting: Regulator (3), Ministry (2), Negotiated (1)
- Disputes Solution: Regulator/Antitrust (2), Ministry (1)
- Type of Regulation: Ex-ante (2), Ex-post (1)
- Unbundling: Proprietary (8), Legal (4), Accounting (1)
- % Eligible 2001: 90-100 (4), 50-90 (3), 36-50 (2), <36 (1)
- Complete Opening <2000 (4), 2000-2003 (3), 2004-2007 (2), >2007 (1)

Figura 1.4: Eterogeneità del quadro europeo.

In particolare, due sono le premesse fondamentali che ispirano questo lavoro. In primo luogo, come nella realtà pratica anche la sola scelta tra un monopolio regolato e concorrenza può essere complicata e non priva di ambiguità. In secondo luogo, anche quando si è reputata la concorrenza preferibile al monopolio il viaggio è appena iniziato. Il percorso per introdurre la concorrenza in mercati prima gestiti da un solo soggetto non è predeterminato, ma può differire in maniera sostanziale da mercato a mercato, da paese a paese. Non esistendoci *un unico* percorso, lineare e omogeneo, l'analisi deve valutare i risultati (Cap. 4) tenendo presente la specificità del settore considerato, nonché la specifica forma che il processo di liberalizzazione ha assunto (Cap. 2-3).

Riforme elettriche: una prospettiva europea

Un quadro storico

La struttura dei mercati elettrici fino ai primi anni '90 assumeva forme relativamente semplici ed omogenee tra i paesi europei: un monopolista verticalmente integrato al quale erano demandate tutte le attività della filiera, dalla generazione alla distribuzione, dal dispacciamento alla gestione della rete. Anche negli Stati Uniti la configurazione non differiva da quella sopra descritta; tranne che al monopolio pubblico del vecchio continente era sostituito quello privato (Clò, 2014). La diversa scelta dei paesi europei era presumibilmente atta ad evitare il rischio di logiche privatistiche di profitto che, soprattutto se calate in un regime monopolistico, avrebbero potuto portare ad un trasferimento di *surplus* dai consumatori ai produttori. Inoltre, l'intervento pubblico era visto come elemento determinante per creare nuovi mercati, favorire l'innovazione e promuovere settori emergenti. Infatti, le compagnie private erano riluttanti ad investire a causa di elevati costi fissi e caratterizzati da un alto grado di incertezza sui ritorni economici. Lo Stato riuscì a realizzare - attraverso le proprie controllate - le infrastrutture necessarie alla diffusione dei servizi di pubblica utilità. Si reputava, infatti che la scelta di affidare un settore così strategico alla mano pubblica fosse giustificato anche dalla diversità di funzioni obbiettivo che differenziano le imprese private e pubbliche: le prime tendono alla massimizzazione del profitto, le seconde alla massimizzazione del benessere sociale. Da questo punto di vista, le imprese pubbliche hanno adottato politiche di prezzo e decisioni di investimento deliberatamente *anti-economiche*, ancorché coerenti con gli obiettivi sociali: sviluppo territoriale; sostegno all'occupazione e controllo dell'inflazione; finalità redistributive (Stiglitz, 1980).

In Italia la nazionalizzazione del settore elettrico – e la nascita dell'ENEL - fu motivata non solo dal fine di perseguire economie di scale ma soprattutto dalla necessità di *creare* l'intera filiera elettrica – e una rete di trasmissione elettrica nazionale. Nel quadro storico del tempo (siamo nel 1962) questo sforzo non poteva che provenire dal settore pubblico. Dunque, in un primo momento la presenza dello Stato era giustificata dalle condizioni oggettive e materiali dell'Italia del tempo.

Successivamente, le motivazioni addotte per la presenza del monopolio pubblico mutarono: l'Enel fu chiamata a garantire il *principio dell'universalità del servizio*, secondo cui “sorge un obbligo per l'operatore a fornire in maniera continuativa un servizio di buona qualità, a tutti i consumatori ad un prezzo accessibile indipendentemente dalle condizioni di reddito e localizzative” (Cremer *et al.*, 1998). In questo senso, si può interpretare l'obbligo del servizio universale come elemento costitutivo e fondante del concetto di servizio pubblico. Infatti, perché garantire alle zone rurali e montane – isolate e con bassa densità abitativa – nonostante gli elevati costi fissi unitari l'accesso alla rete se non per finalità squisitamente sociali? È sempre in virtù del principio dell'universalità del servizio che l'elettricità è stata storicamente venduta ad un prezzo uniforme (chiamato *tariffa*) e non sempre sufficiente a coprire i costi medi di produzione. La tariffa è un prezzo non differenziato geograficamente (e quindi non proporzionale ai diversi costi di fornitura), sufficiente a garantire la copertura dei costi marginali ma non sempre dei costi fissi.

In particolare, il servizio pubblico è stato garantito dal monopolio pubblico con due strumenti. In primo luogo, l'uniformità di prezzo è stata perseguita attraverso un sistema di *sussidi incrociati* che permette di finanziare attività non redditizie con quelle più redditizie, in cui sostanzialmente vi è un trasferimento di risorse dalle aree con maggiori ricavi a quelle con minori. In secondo luogo, i costi fissi venivano, almeno in parte, coperti dalla fiscalità generale *fuori* dal sistema dei prezzi, attraverso trasferimenti diretti dallo stato all'impresa.

Due sono le ragioni che hanno portato a ritenere necessario mutare l'assetto sopra descritto: il mutamento della sensibilità politica e la progressiva integrazione europea.

Con l'avvento di Margaret Thatcher in Gran Bretagna e di Ronald Regan negli Stati Uniti, un nuovo paradigma politico è andato consolidandosi: la fornitura di servizi pubblici da parte del settore privato. Anche se implementati con diverse intensità, i pilastri del nuovo paradigma politico sono (a) la privatizzazione delle aziende di stato; (b) la liberalizzazione e promozione della concorrenza; (c) *unbundling* verticale delle fasi con caratteristiche di monopolio, la rete (e più in generale l'infrastruttura), dalle attività potenzialmente concorrenziali. Queste sono le idee che hanno portato

ad un'ondata di privatizzazione che ha avuto origine in Gran Bretagna a partire dagli anni Ottanta, per poi diffondersi nell'Europa continentale nei primi anni Novanta. La motivazione di base di queste riforme epocali va ricercata nella diffusa condizione all'epoca delle crescenti inefficienze delle aziende di stato e il loro peggiore rendimento rispetto a quelle private. In breve, si andava diffondendo l'idea che accanto ai *market failure* fossero presenti anche i "*government failure*" e che l'entità di quest'ultimi fossero anche superiori ai mali che intendevano curare. La letteratura economica ha approfondito le cause dell'inefficienze del settore pubblico. Anche se questa analisi esula dall'oggetto del presente lavoro richiamiamo qui brevemente le principali cause delle inefficienze del settore pubblico. In particolare, gli studiosi hanno individuato: (a) la mancanza di incentivi riconducibile a vincoli di bilancio o all'assenza di un rischio di bancarotta o di *takeover* (Shleifer 1998; Vickers e Yarrow 1988); (b) l'ingerenza politica e il rischio di cattura da parte di interessi particolari (Shleifer e Vishny, 1994); (c) la molteplicità di obiettivi, a volte anche contrastanti, che le imprese pubbliche dovevano perseguire al fine di garantire un ritorno politico ai propri controllori (Sappington e Stiglitz, 1987; Tirole, 1994).

In quegli stessi anni, l'integrazione europea era giunta ad un tornante decisivo con il progressivo passaggio da una struttura intergovernativa ad un modello sovranazionale. In questo senso, l'impulso dell'integrazione europea è stato decisivo per le liberalizzazioni nell'Europa continentale. La direttiva del 19 dicembre 1996 può essere considerata la maggior interprete. La Direttiva pone il problema di "adottare misure per il buon funzionamento del *mercato interno*" e che "il completamento di un mercato *concorrenziale* costituisce un passo importante verso il completamento del mercato interno dell'energia¹²". Dunque, si immagina che la promozione di condizioni di concorrenzialità – e dunque l'avvento delle liberalizzazioni – sia il principale strumento per la creazione di un mercato interno dell'energie e che, a sua volta quest'ultimo rappresenti una componente essenziale per il mercato comune. A questa dimensione "interna" se ne

¹² Direttiva 96/92/CE

aggiunge una “esterna” nella misura in cui “l’instaurazione del mercato interno dell’energia elettrica è particolarmente importante per aumentare l’efficienza della generazione, la trasmissione e la distribuzione del prodotto, rafforzando contemporaneamente la sicurezza dell’approvvigionamento e la competitività dell’economia europea”. Questi, dunque sono i principi ispiratori che hanno portato l’Europa continentale sul cammino delle liberalizzazioni.

Il cammino europeo può essere riassunto con tre Direttive chiavi: la già citata 96/92/CE, la 2003/54/CE e la 2009/72/CE. Obiettivo di questo capitolo è un’analisi diacronica del percorso europeo, tramite un’analisi delle Direttive e dei risultati ottenuti.

Il Primo Pacchetto Energia

Il primo tentativo della Commissione in materia elettrica parte in salita: nel febbraio del 1992 la Commissione si vide respingere dal Consiglio europeo la sua proposta. Il Consiglio si lamentava del fatto che la Commissione, in sede di formulazione della proposta, non avesse tenuto conto delle posizioni espresse dagli Stati membri. In un primo momento, la Commissione decise di intervenire *d'imperio* e, appellandosi al Trattato di Roma, propose alla corte di giustizia l'avvio di una procedura di infrazione verso nove stati¹³ (su quindici) per i diritti di esclusiva connessi negli interscambi di elettricità. Dopo quattro anni, superata *l'impasse*, si arriva al varo del c.d. primo pacchetto energia, il 19 dicembre del 1996, e del mercato del gas naturale, il 22 giugno 1998. L'architettura della Direttiva in parola risente della pressione precedentemente esercitata dagli stati membri ed è profondamente rivista rispetto alla prima del 1992.

L'architettura si articola su due livelli: *comunitario*, con la fissazione di “principi generali” cui gli Stati dovevano uniformarsi; *nazionale*, considerando che “gli Stati membri, a causa delle loro differenze strutturali, dispongono di sistemi diversi” e permettendo, dunque, “a ciascuno Stato membro di scegliere il regime più corrispondente alla sua particolare situazione”. In altre parole, si riconoscevano tre presupposti fondamentali: *omogeneità* delle condizioni minime di apertura dei mercati; *gradualità* nell'applicazione della direttiva; *rispetto delle diversità nazionali*, in applicazione del principio di sussidiarietà¹⁴. In sostanza, “la prima direttiva consentiva qualsiasi cosa, tranne un mercato interno integrato!” (Hancher, 1997).

La Direttiva si declina in cinque principi fondamentali:

- Eliminazione dei diritti di esclusiva dal lato dell'offerta. In particolare, gli stati devono garantire la libertà di entrata nella generazione “scegliendo tra un sistema di

¹³ Gli stati furono inizialmente Francia, Irlanda, Italia, Olanda, Spagna, Belgio, Danimarca, Grecia, Regno Unito.

¹⁴ È l'art 3B del TUE ad enunciare questa limitazione all'azione comunitaria.

autorizzazioni e/o una procedura di gara di appalto”. Quest’ultime devono essere ispirate da criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori;

- Obbligo di apertura dei mercati dal lato della domanda, quale pieno diritto dei consumatori di scegliersi il fornitore;
- Libertà di accesso alle reti elettriche (c.d. *Third Part Access*) della trasmissione e distribuzione, condizione necessaria per la creazione di condizioni di concorrenzialità. In particolare, ciò avviene con la creazione di un gestore della rete indipendente “almeno sul piano della gestione, delle altre attività non connesse al sistema di trasmissione [...] responsabile della gestione dei flussi di energia, tendo conto degli scambi con altre reti interconnesse¹⁵”. Al gestore della rete è fatto obbligo quello di “non discriminare tra gli utenti o le categorie di utenti della rete, in particolare a favore delle sue società controllate o dei suoi azionisti¹⁶”.
- Obbligo alle imprese integrate di adottare un *unbundling* tra gestione delle reti ed erogazione del servizio. Come è stato precedentemente notato, *l’unbundling* può assumere varie gradazioni: contabile, legale e proprietario. La direttiva invita ad attuare almeno una separazione contabile al fine “di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza”.

Come è stato giustamente osservato “ Il combinato disposto dalle due direttive, portava a prefigurare -stante la piena liberalizzazione dei mercati delle altre fonti – un’unica grande *Europa dell’Energia* degli anni Duemila con una dimensione del mercato che non aveva paragone; dove i confini tra le diverse fonti finivano per sfumare e sovrapporsi; dove l’apertura dei mercati creava spazi di operatività ed opportunità di investimento prima impensabili; dove la stessa continuità geografica del mercato europeo andava ad allargarsi verso l’Europa centro-orientale e il Sud del

¹⁵ Art. 7, comma 6, Direttiva 96/92/CE

¹⁶ Ibid.

mediterraneo”(Clò, 2014). Oppure, se si preferisce, per usare le parole prosaiche dell’allora Ministro dell’Industria francese l’energia avrebbe dovuto costituire “uno dei pilastri della potenza europea nel XXI secolo”.

Liberalizzazioni a due velocità: come esportare posizioni dominanti.

Le aspettative riposte nella Direttiva si sarebbero dimostrate in larga parte illusorie anche in relazione agli esiti contrastanti delle liberalizzazioni statunitensi o inglesi¹⁷. L’attuazione della prima Direttiva è stata particolarmente ambigua dato il diverso “tasso di liberismo” degli Stati che hanno adottato ora motivazioni di carattere strategico, ora di carattere sociale. In particolare, si è assistito ad un “gap” tra ricevimento *formale* e *sostanziale* della Direttiva del ‘92, che trova come principale ostacolo la resistenza delle imprese *incumbent*, accompagnato dalla benevola negligenza, che a tratti sconfinava in esplicito supporto, dei differenti governi e ad una regolazione rimasta nelle competenze ministeriali. Il risultato è stata una liberalizzazione europea disomogenea e non armonica che rifletteva il diverso “sentire” degli Stati-nazione e che si è riflesso in un’asimmetria dei *market design* dei sistemi elettrici che si andavano a ristrutturare, spesso abusando dell’autonomia consentita dalla Direttiva. In particolare, questa asimmetria si è riflessa in (a) un diverso grado di integrazione verticale e/o orizzontale, tra chi privilegiava la disintegrazione per evitare comportamenti anti competitivi e, invece, chi l’integrazione per difendere le esigenze di coordinamento e programmazione; (b) nell’effettiva separazione dei segmenti in monopolio da quelli potenzialmente concorrenziali; (c) nel grado di apertura dei mercati, ostacolando da una parte l’entrata dei competitori *esteri* e, dall’altra, promuovendo i “campioni nazionali” a sfruttare la maggiore apertura degli altri mercati (Clò, 2014).

L’ultimo punto è di importanza fondamentale, infatti, se le liberalizzazioni avvengono in modo asimmetrico tra gli Stati c’è il rischio che *l’incumbent* di uno Stato, che è stato restio ad applicare i principi della Direttiva, possa estendere (o se si preferisce “esportare”) il suo potere in un altro Stato,

¹⁷ Diverse ricerche sulla liberalizzazione elettrica negli stati uniti mostravano modesti miglioramenti di produttività ed effetti ambigui sui prezzi. In particolare, si veda Steiner 2001; Hattori e Tsutsui 2004. (A. Clò, Riforme elettriche tra efficienza ed equità 2014)

che al contrario, ha promosso con maggiore vigore le liberalizzazioni. Il “caso britannico” può essere portato come esempio¹⁸. A partire dal 2002 i mercati inglesi all’ingrosso e al dettaglio sono stati dominati solo da sei società principali (conosciute come “*big six*”) integrate nella generazione e nella vendita al dettaglio e sono: due tedesche, E. On e RWE, l’*incumbent* francese EDF, la spagnola Iberdrola e due britanniche, Centrica e S&SE. Questa nuova configurazione industriale ha portato ad una riduzione del prezzo all’ingrosso e di fatto tutti i produttori indipendenti¹⁹, che allora costituivano circa il 40% della capacità di generazione, sono falliti ed usciti dall’industria vendendo alle *big six* i loro *asset* nella generazione. Come risultato, le sei società integrate *non* trasferirono la riduzione del prezzo all’ingrosso sui consumatori, i quali pertanto non beneficiarono del calo. Dal 2003, i prezzi per i consumatori sono iniziati ad aumentare e alla fine del 2013 erano del 120% più alti in termini reali rispetto a due anni prima (Thomas, 2014).

Il panorama che si apriva in Europa era appunto frammentato: mentre alcuni paesi procedevano alla rottura dei precedenti assetti integrati, altri ne sceglievano un graduale aggiustamento (Clò 1999; Glanchan e Finon 2003). In alcuni paesi si frammentavano monopoli nazionali (come in Gran Bretagna), mentre in altri si assisteva a ponderosi processi di concertazione (soprattutto in Germania). Le politiche nazionali, in sostanza, piegavano le lasche prescrizioni comunitarie con l’intento di rafforzare i loro campioni nazionali nella prospettiva di una competizione che si allargava su scala europea (Clò A., 2014). Il rischio di una liberalizzazione non armonica, in un contesto dominato da libera circolazione di beni e capitali, è quello di espandere la posizione dei singoli incumbent nazionali *anche* in mercati esteri, qualora il “tasso di liberalizzazione” del paese estero sia superiore a quello del paese di origine, sotto l’ipotesi che l’*incubent* nazionale non sia stata ridimensionata.

¹⁸ Per una trattazione più dettagliata di questo argomento, si veda Thomas S. “*Riforma del mercato elettrico britannico e nuovo programma nucleare*”.

¹⁹ Con questo termine si fa riferimento a tutti quei soggetti senza un business di vendita al dettaglio.

È possibile descrivere questa interazione strategica tra Stati nelle scelte di *policy*, attingendo alla teoria dei giochi (Tabella 2.1). In particolare, i *pay-off* sono rappresentati dalla seguente matrice:

Tabella 2.1

		Stato B	
		Liberalizzare	Non Liberalizzare
Stato A	Liberalizzare	5;5	0;3
	Non Liberalizzare	3;0	1;1

Adottando la definizione di equilibrio suggerita da Nash, è facile notare come questo gioco sia caratterizzato dalla presenza di due equilibri (Liberalizza, liberalizza; Non Liberalizza, Non Liberalizza). Infatti, lo Stato A ha interesse nel liberalizzare *solo se* anche lo stato B lo segue. Infatti, nel caso in cui un Paese A inizi un cambiamento effettivo della configurazione industriale e il paese B, per indulgenza o per compiacenza, si mostri meno virtuoso, si potrebbe verificare una situazione paradossale: all'antica *incumbent* nazionale, che dopo tanti sforzi è stata ridimensionare, si sostituisce l'*incumbent* estera ancora più ostica in quanto il singolo stato avrebbe anche meno potere di controllo e di influenza. Entrambi gli Stati non hanno una strategia dominante e la scelta ottima dell'uno dipende dalla strategia ottima dall'altro. C'è il rischio che l'equilibrio che emerga, nel ribasso delle politiche di liberalizzazioni, non corrisponda all'ottimo sociale. Proprio la presenza di *due* equilibri impone ai policy makers europei uno sforzo nel far tendere l'equilibrio in direzione di quello più virtuoso da un punto di vista complessivo. Inoltre, è facile sostituire al paese B l'idea di "tutti gli n paesi meno che A" per avere un ragionamento più completo.

Il Secondo Pacchetto Energia

La seconda Direttiva europea del 26 giugno 2003 è stata varata con l'intento di "garantire parità di condizioni a livello di generazione e ridurre il *rischio di posizioni dominanti* nel mercato e di *comportamenti predatori*, garantendo tariffe di trasmissione e distribuzione non discriminatorie²⁰".

In particolare, si definiscono come principali ostacoli al conseguimento di un mercato interno pianamente operante e competitivo "le questioni di accesso alla rete, le questioni di tariffazione e i differenti gradi di apertura del mercato tra i vari Stati membri".

Anzitutto, la direttiva mira promuovere la separazione funzionale dei sistemi di trasmissione/distribuzione con designazione di gestori, giuridicamente indipendenti. La Direttiva infatti specifica che "il gestore del sistema di trasmissione, qualora faccia parte di un'impresa verticalmente integrata²¹, è indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale²²". Un passo ulteriore rispetto all'*unbundling* contabile della Direttiva del '92

In secondo luogo, la direttiva si propone di accelerare la definitiva apertura del mercato che viene fissata al più tardi al 1° luglio 2004 per i clienti non civili e al 1° luglio 2007 anche per quelli non civili. L'apertura effettiva della domanda si ha con l'abolizione della segmentazione della domanda tra "clienti idonei" e "clienti non idonei". Si noti che l'individuazione della tipologia di clienti idonei veniva demandata alla discrezionalità degli stati membri. La Direttiva richiede, inoltre, agli Stati membri la creazione di "un'autorità di regolamentazione²³" con il compito di "assicurare la non

²⁰ Direttiva 2003/54/CE.

²¹ Ai sensi dell'art. 2, comma 21, Direttiva 2003/54/CE è impresa integrata quella in cui le società/i gruppi interessati svolgono almeno una delle funzioni di trasmissione o distribuzione e almeno una delle funzioni di generazione o fornitura elettrica.

²² Ibid.

²³ Significativamente, queste autorità "sono pienamente indipendenti dagli interessi dell'industria elettrica" anche se non è fatta esplicita menzione sul potere politico. A tal riguardo si veda l'art. 23, comma 1, Direttiva 2003/54/CE.

discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato". In particolare, l'autorità esplica questi compiti controllando:

- gli eventuali dispositivi per risolvere i problemi di congestione nell'ambito delle reti elettriche nazionali;
- la pubblicazione, da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione, di informazioni adeguate sugli *interconnector*, l'uso della rete e l'assegnazione delle capacità alle parti interessate;
- il livello di trasparenza e concorrenza al fine di evitare "abusi di posizione dominate, soprattutto a danno dei consumatori e comportamenti predatori"

Sempre all'autorità è demandato il compito di fissare o approvare "le condizioni di connessione e accesso alle reti nazionali, comprese le tariffe di trasmissione e distribuzione²⁴". A questi interventi strutturali sul lato dell'offerta, la Direttiva, in linea con il Libro Verde²⁵ presentato nel 2003, impone agli Stati membri obblighi relativi al servizio pubblico e alla tutela dei consumatori.

I principi ribaditi della direttiva sono:

- l'*universalità del servizio* per l'energia elettrica per i clienti civili, nella forma di un "diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti²⁶". Il principio del servizio universale è esteso "qualora gli Stati membri lo ritengano necessario²⁷" anche per le piccole imprese²⁸.

²⁴ Ibid.

²⁵ Commissione comunità europee 2003, *Libro Verde sui Servizi di Interesse Generale*, COM (2003) 270 def., 21 maggio.

²⁶ Art. 3, comma 3, Direttiva 2003/53/CE.

²⁷ Ibid.

²⁸ Ai sensi dell'art 3, comma 3, Direttiva 2003/53/CE sono piccole quelle imprese che hanno "meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

- l'adozione di “misure adeguate per tutelare i clienti finali [assicurando] in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione²⁹”

Seconda direttiva: privatizzazione senza liberalizzazione

La seconda direttiva, nata per colmare le carenze della prima, non è di entità tale da incidere sulle criticità emerse. Anche se la resistenza all'apertura dei mercati si erano allentate, i consumatori finali tardavano a raccoglierne i frutti. Ad attestarlo è la stessa Commissione nella misura in cui certifica³⁰ un aumento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità tra il 2003 e il 2006 dopo una fase di parziale decrescita. In particolare, il prezzo medio dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso era aumentato fino ai 50-75 euro/MWh, nel 2006 dai 25-30 euro/MWh del 2003³¹. Se questo fenomeno sia una conseguenza diretta del processo di liberalizzazione o se sia solo *correlato* ad esso è il tema del quarto capitolo. Per ora ci limitiamo ad osservare che la Commissione segnala come i mercati all'ingrosso avevano conservato, e talora acuito, un “elevato livello di concentrazione del periodo precedente la liberalizzazione³²”. In particolare, in 15 Stati europei le prime tre imprese controllano almeno il 70% della capacità di generazione elettrica e tra questi quindici stati in dodici la percentuale sale a più del 90% per le vendite di metano. Questo è stato il frutto di un processo di fusioni e acquisizioni che tra il 1998 e il 2007 arriva alla cifra di 191 operazioni *orizzontali* complessive (Leveque e Monturus 2008; Codognet *et al.* 2003). La *Figura 2.1* cerca di completare questo quadro, mostrando l'intensità del fenomeno di concentrazione, a seguito della liberalizzazione. L'intensità nella colorazione dei box è in ragione della minaccia *potenziale* che l'operazione può arrecare alla concorrenzialità del mercato, mostrando il numero di fusioni ed

²⁹ Ibid.

³⁰ Commission European Communities 2007, *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, SEC (2007) 1724, Bruxelles, 10 gennaio.

³¹ A guidare la corsa dei prezzi era stato il mercato ritenuto più concorrenziale di tutti: quello inglese. In particolare, nel 2006 i prezzi all'ingrosso in Gran Bretagna erano arrivati a picchi superiori di 80/euro/MWh. Un rapporto del Department Trade and Industry (DTI) del 2006 denunciava “una drammatica riduzione della nostra capacità energetica e rischi per la nostra sicurezza energetica” (DTI 2006, 4).

³² COM (2006) 841 def. Bruxelles, 10 gennaio.

acquisizioni che hanno avuto come effetto quello di *aumentare* l'integrazione verticale. Queste fusioni hanno come effetto quello di contrastare, o al più di limitare, il principio cardine, contenuto nelle direttive europee, dell'*unbundling*.

È difficile ritenere che questa cascata di fusioni ed acquisizioni non abbia determinato effetti distorsivi della concorrenza e condotto a rischi di abuso di posizione dominante. In particolare, questo consolidamento ha portato al domino su scala paneuropea di “*seven brother*” energetici che, *mutatis mutandis*, non è lontano da quello delle “*seven sister*” del mercato petrolifero di un tempo (Thomas 2004; Glanhan e Lèveque 2009).

Acquired company	Company active (also) in the gas sector	19	11	10	116
	Integrated company or gen + distr + sales company	12	0	3	84
	Gen + distr or gen + sales company	0	0	1	2
	Distribution	0	20	2	31
	Generation	45	0	18	183
		Generation	Distribution	Gen + distr or gen + sales company	Integrated company or gen + distr + sales company
Purchaser					

Figura 2.5: Numero acquisizioni, 1997-2008 per grado di pericolosità. Fonte: Electricity liberalization in the European Union: a progress Report

Alcuni studiosi hanno notato come si sia passati “dai monopoli pubblici a oligopoli privati, più ostici da regolare” (Clo. A., 2014). Questi “oligopoli privati”, a dire della Commissione, beneficiano soprattutto dall’“insufficiente o inesistente capacità di trasmissione transfrontaliera [così che] le vendite transfrontaliere non producono alcuna pressione concorrenziale³³”. In questo senso, si riconosce alle vendite transfrontaliere uno dei mezzi più efficaci per promuovere la concorrenza nei mercati nazionali e per ridurre il potere di mercato delle grandi imprese.

³³ Commissione comunità europee 2007, *Indagine a norma dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 dei settori europei del gas e dell'elettricità (relazione finale)*, COM (2006) 851 def.

In Italia, la pressione concorrenziale delle vendite transfrontaliere sull'*ex incumbent* è stata in parte mitigata dal “Collegato alla Legge finanziaria 2001”, che prevede che gran parte dell'import elettrico non debba entrare nel mercato, ma piuttosto debba essere allocato dall'Ministero (attraverso Grtn) ai grandi consumatori industriali. La principale conseguenza di questa decisione è che, dato che l'import energetico rappresenta una delle fonti più economiche disponibili in Italia, la sua esclusione dal mercato concentra i benefici del processo nelle mani di poche grandi industrie a spese di tutti gli altri. Inoltre, l'*ex incumbent* non riceve nel mercato una pressione significativa dall'esterno. Questa decisione deve essere tenuta in considerazione nell'analisi dei prezzi in quanto queste quantità che vengono trattate al di fuori del mercato all'ingrosso producono una *sovrastima* dei prezzi elettrici medi all'ingrosso. L'entità di questo *bias* è difficile da quantificare, anche se possiamo ritenerlo abbastanza significativo in quanto l'importo costituisce in media circa il 16% del consumo totale.

Il Terzo Pacchetto Energia

La terza Direttiva europea, 2009/72/CE, nasce dall'esigenza di avviare una nuova fase nel Mercato Unico dell'elettricità volta a ridurre le disparità nell'effettivo grado di apertura dei mercati; superare le incongruenze nella commistione reti/servizi, rafforzando l'indipendenza dei gestori sotto un più severo controllo dei regolatori; rafforzare le interconnessioni transfrontaliere; promuovere transazioni finanziari che favorissero la convergenza dei prezzi europei.

In particolare, la Commissione riconosce che senza “una separazione effettiva delle reti dalle attività di generazione e fornitura (separazione effettiva), vi è il rischio permanente di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese integrate verticalmente nell'investire in misura adeguata nelle proprie reti³⁴”. Dunque, la discrezionalità che la commissione aveva inizialmente accordato agli Stati membri³⁵ sul tipo di *unbundling* viene qui messa in discussione. Infatti, si continua sostenendo che solo la “separazione *proprietaria* [...] rappresenta chiaramente un modo efficace e stabile per risolvere il suddetto intrinseco conflitto di interessi e per garantire la sicurezza degli approvvigionanti”. In particolare, si individua nella separazione proprietaria “il mezzo più efficace per promuovere in modo non discriminatorio gli investimenti nella infrastruttura, per garantire un accesso equo alla rete per i nuovi entranti e creare trasparenza nel mercato”. Tuttavia, il Consiglio europeo, per ferma opposizione di Francia e Germania, non fece propria la posizione radicale sopra proposta dalla Commissione. Infatti, l'art 26, comma 1, risulta leggermente “edulcorato” nella misura in cui si richiede “l'indipendenza, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale da altre attività non connesse alla distribuzione”, fermo restando che “tali norme non comportano l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del gestore del sistema di distribuzione dall'impresa verticalmente-integrata”.

A questo intervento interno, la Direttiva ne promuove uno esterno. In particolare, si riconosce

³⁴ Direttiva 2009/72/CE.

³⁵ Riconosciuta ai sensi dell'Art 10, comma 1, Direttiva “03/54/CE

l'importanza che rivestono le interconnessioni transfrontaliere nel “garantire la fornitura di tutte le fonti *energetiche* al prezzo più competitivo possibile ai consumatori e alle imprese della Comunità europea”. L'effettiva attuazione di questi principi viene demandata alle autorità di regolamentazione nazionali che cooperano per:

- coordinare lo sviluppo di tutti i codici di rete per i gestori dei sistemi di trasporto interessati gli operatori di mercato;
- promuovere soluzioni pratiche volte a consentire una gestione ottimale della rete, promuovere le borse dell'energia elettrica e l'assegnazione di capacità transfrontaliere, nonché consentire un adeguato livello minimo di capacità di interconnessione;
- coordinare lo sviluppo di norme che disciplinano la congestione.

La Direttiva conosce una forte legittimazione con l'entrata in vigore il 1° dicembre 2009 del Trattato di Lisbona, che contiene per la prima volta un capitolo sull'energia, definendone una specifica base e inserendole nella competenza europea in modo *concorrente* con gli Stati membri. Una decisione di grande rilevanza politica che consentiva all'Unione di poter adottare azione in tale campo nel rispetto del principio di sussidiarietà e dei poteri che restavano in capo agli stati. In particolare, sono di materia concorrente tra stati e Unione europea:

- il funzionamento del mercato dell'energia;
- *la sicurezza dell'approvvigionamento* dell'energia.
- la promozione del risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili;
- *l'interconnessione* delle reti energetiche.

Questo passo di portata storica viene subito rinnegato nel successivo comma. Infatti, si precisa che tali misure “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 energetico³⁶”. L’effetto di questo comma è quello di far preservare agli Stati membri la loro piena sovranità sull’offerta dell’energia e sulle modalità, interne o estere, con cui farvi fronte. Come questo possa essere conciliato con l’obiettivo di un’effettiva integrazione dei mercati è oggetto di studio.

³⁶ Trattato di Lisbona, Art. 176 A, comma 2.

Il caso italiano

Decreto Bersani

Il percorso di liberalizzazione italiano è inserito nel più ampio contesto europeo. Le tre Direttive europee forniscono, dunque, il perimetro di base entro cui si svolge l'esperienza italiana. Obiettivo di questo paragrafo è richiamare la disciplina italiana e ove presenti, segnalarne delle specificità.

La Direttiva 96/92/CE è stata recepita nell'ordinamento italiano con il d.lgs. 79/99 (c.d. *Decreto Bersani*) che ha introdotto seguenti principi:

- lo smantellamento del precedente monopolio di Enel tramite la richiesta di non detenere più del 50% della potenza installata complessivo o di vendere più del 50% dell'energia totale, includendo l'import. Per raggiungere questi obiettivi, Enel ha creato tre società che sono state successivamente vendute a dei produttori indipendenti, con la partecipazione di alcuni produttori esteri come Endesa, Edf e Tractebel;
- La gestione della rete di trasmissione è stata affidata ad un gestore indipendente (il Gestore della rete di trasmissione nazionale, Grtn) che è di proprietà dello Stato. Da segnalare come, comunque, il *proprietario* della rete rimane Enel;
- La creazione del mercato elettrico individuato come “la sede delle transazioni aventi per oggetto l'energia elettrica”. Il mercato elettrico italiano assume la forma di un mercato obbligatorio, gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME). In particolare, le transazioni possono avvenire solo tramite offerte pubbliche; sono infatti preclusi contratti bilaterali se non espressamente autorizzati dall'Autorità;
- È stata fissata una soglia per i “clienti elegibili” per il mercato libero. Inizialmente questi rappresentavano circa il 50% della domanda totale. Attualmente, la fine del servizio di Maggior tutela è indicato per il 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e per le microimprese. Per i clienti domestici la fine del Servizio di Maggior Tutela è posta per fine gennaio 2024.

Mercato elettrico all'ingrosso

Il Mercato elettrico italiano è articolato in sei macroaree: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna (Figura 3.1). Queste zone risultano interconnesse tra loro e alcune di queste sono connesse con altri paesi (Francia, Svizzera, Austria, Grecia e Malta).

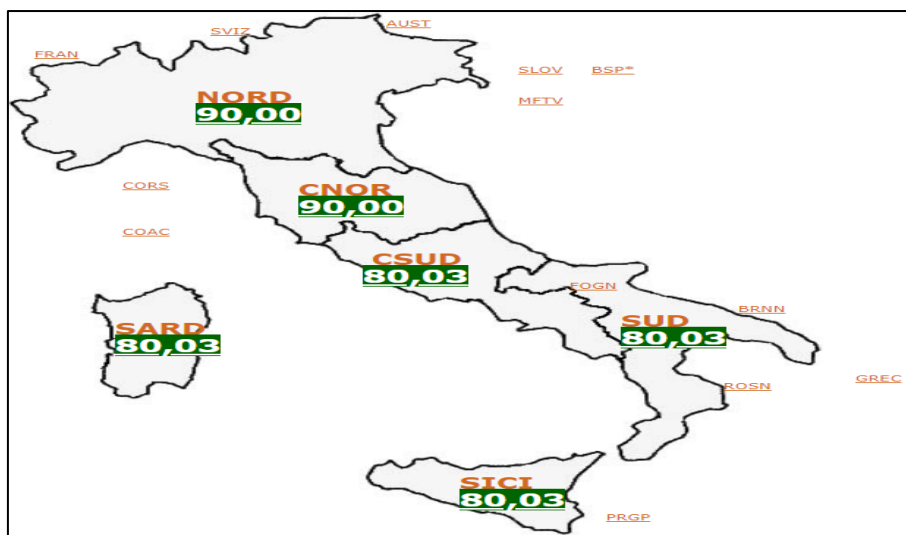


Figura 3.1 Zone del Mercato Elettrico. Fonte: GME

Il mercato elettrico è articolato in Mercato a Pronti e Mercato a Termine. Il Mercato a Pronti a sua volta è suddiviso in:

- Mercato del Giorno prima – MGP;
- Mercato Infragiornaliero – MI;
- Mercato per il servizio di Dispacciamento – MSD.

Mercato del Giorno Prima

Nel Mercato del Giorno Prima (MGP) le offerte vengono presentate dai venditori e dai compratori tramite dei vettori, contenenti la quantità disposta a vendere (e rispettivamente ad acquistare) ad un dato prezzo. Queste offerte devono essere presentate nove giorni prima dell'ora per la quale l'offerta è presentata. Il MGP è relativamente volatile a causa della relativa bassa elasticità della domanda e dell'offerta³⁷. Parte delle fluttuazioni di prezzo possono essere ricondotte a questioni temporali, come giorno/notte; giorno festivo o lavorativo; festività; stagionalità. Ci concentriamo ora nella formazione delle offerte da parte delle imprese sul MGP. In particolare, seguo l'interpretazione proposta da Zwifel (Zweifel *et al.*, 2017) secondo cui è possibile spiegare una parte delle fluttuazioni di prezzo tramite fattori prevedibili e una parte tramite fattori aleatori. Il problema degli agenti economici, nella formulazione delle offerte, risiede nella determinazione della componente relativa a variabili non prevedibili. La *Regressione 3.1* collega (il logaritmo naturale) della media dei picchi di prezzo dovuti sia a elementi prevedibili che non prevedibili:

$$\ln p_t = c_0 + c_1 * Venerdì + c_2 * Sabato + c_3 Domenica + c_4 FestaNazionale + c_5 * \ln p_{t-1} + u_t \quad (3.1)$$

Le prime quattro sono variabili *dummy* che assumono o il valore di "0" se l'osservazione non ricade nella categoria di pertinenza o il valore di "1" in caso ricadano nella categoria in questione. La variabile $\ln p_{t-1}$ rappresenta il (logaritmo naturale) dei picchi di prezzo del giorno precedente. Questa variabile incorpora anche altri effetti, tra i quali i prezzi dei carburanti, il prezzo dei permessi di CO2 e, in generale, tutti quegli elementi che hanno un effetto sui prezzi medi del giorno precedente. u_t rappresenta la componente non prevedibile dell'equazione ed è il termine di errore

³⁷ La caratteristica del bene in questione è per i consumatori la principale fonte di rigidità della domanda. Dal lato dell'offerta questa rigidità può essere in parte spiegata dai *cycle-cost* ovvero i costi di spegnimento e di riavvio degli impianti.

della

stima

OLS.

I risultati dell'equazione possono essere usati per stimare la componente non prevedibile dei picchi:

$$\ln p_t^* = c_0 + \widehat{u}_t + c_5 * \text{media}(\ln p_{t-1}) \quad (3.2)$$

Dove, \widehat{u}_t è la stima dei residui applicando il metodo OLS³⁸. In particolare, piccole variazioni in uno dei due lati del mercato possono condurre a fluttuazioni più o meno severe, a seconda se ci troviamo in una fase di picco o meno.

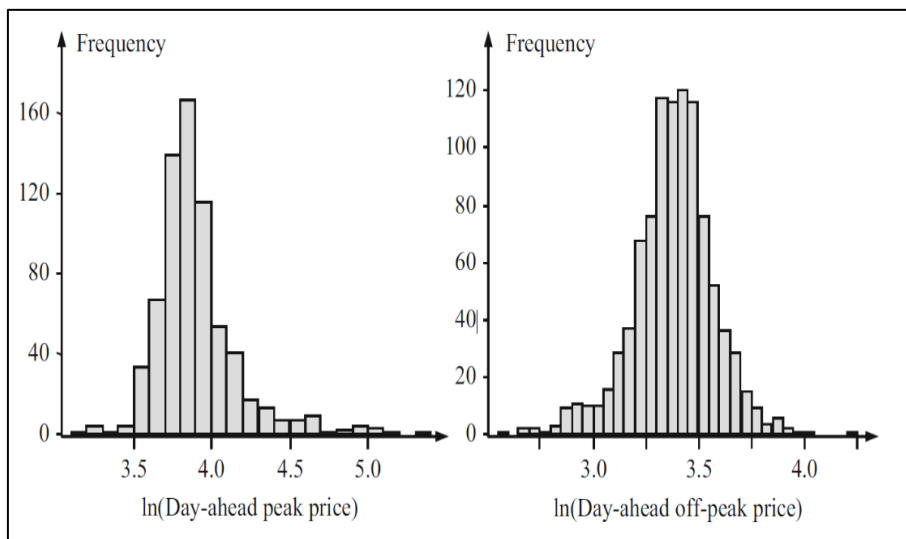


Figura 3.2: Istogramma degli aggiustamenti di prezzo nel mercato del giorno prima. Fonte: Energy Economics.

La Figura 3.2 cattura questa differenza dell'intensità della variazione dei prezzi a seconda se si è nella fase di picco o meno. In particolare, la distribuzione nella fase di *off-peak* assume una forma simmetrica (quasi Normale) a differenza di quella che sintetizza i *peak price*, che assume una distribuzione asimmetrica verso destra. Questo riflette la maggiore fluttuazioni dei prezzi nelle fasi di picco, rendendo per le imprese più difficile la formulazione delle offerte. La presenza di un

³⁸ Per chiarezza, si precisa che \widehat{u}_t e u_t sono due concetti diversi: u_t è una componente che *non* si osserva in quanto *non* è presente nei dati; \widehat{u}_t assume una forma numerica in seguito all'applicazione del metodo OLS e, dunque, è osservabile.

mercato obbligatorio controbilancia questa incertezza, promuovendo una maggiore liquidità dello stesso

Essendo state formulate le offerte, con i criteri sopra descritti, il Gestore Indipendente del Sistema (Terna) le riceve e “traduce” le offerte di acquisto. Infatti, le offerte di acquisto sono formulate nella forma di “qualsiasi prezzo” e dunque si rende necessario la conversione dei prezzi in un intervallo compreso tra €0-€3000. A questo punto Terna procede alla formazione delle curve di domanda e di offerta come somma di tutti gli ordini accettati. In particolare, la curva di domanda è ordinata in senso decrescente di prezzo, mentre per l’offerta i vettori sono ordinati in ordine crescente di prezzo. Con riferimento all’offerta, le offerte vengono ordinate con la regola del *system marginal price*, secondo cui la curva di offerta viene costruita ordinando gli impianti in ragione crescente dei loro *costi marginali*. Il prezzo di equilibrio riflette così i costi marginali dell’ultima centrale che deve entrare in esercizio per soddisfare la domanda.

L’equilibrio emerge dall’intersezione tra domanda e offerta. In particolare, si avrà un equilibrio per ogni zona.

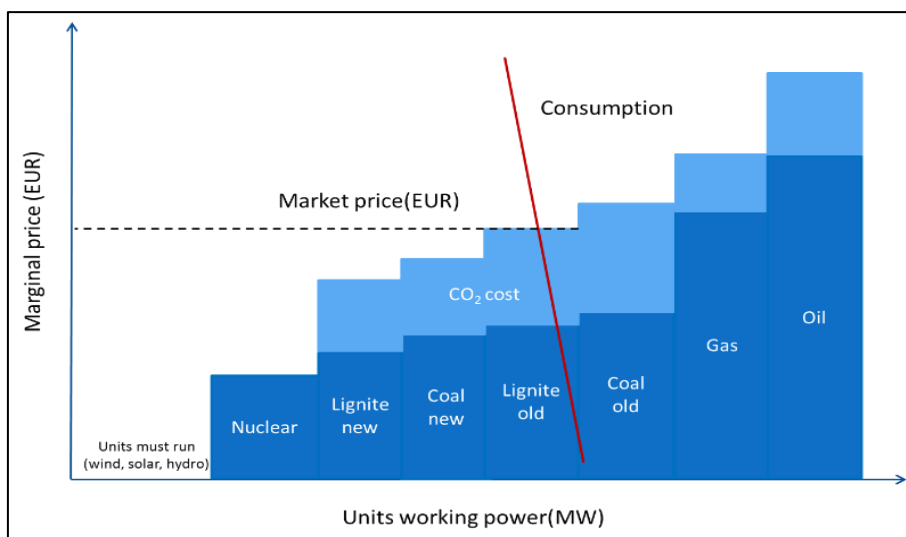


Figura 3.3: System of Marginal Price.

I singoli prezzi di equilibrio concorrono a formare il *Prezzo Unico Nazionale* (PUN), dato dalla media ponderata dei prezzi delle singole regioni. Il PUN è valido in tutto il territorio nazionale ed è *indipendente* dalla tecnologia usata. Questo assicura una rendita inframarginale tanto maggiore quanto è la differenza tra il PUN e il costo marginale della tecnologia usata (*Figura 3.4*).

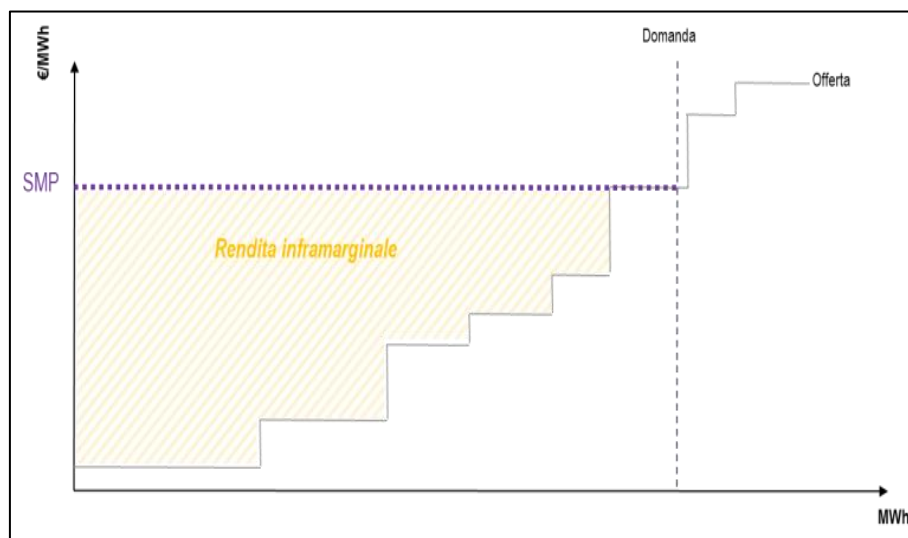


Figura 3.4 Rendita inframarginale. Fonte: LaVoce.info

Considerando il principio dell'ordine di merito si può considerare il bene elettrico come *non* omogeneo: infatti, anche se per i consumatori - nell'atto del consumo - la provvidenza dell'elettricità è ininfluenza, questo non vale per i produttori. Quello che rende l'elettricità un bene non omogeneo è la diversa *struttura tecnologica* usata. L'elettricità è un *vettore secondario* e come tale viene prodotto a partire da una fonte energetica di base (come gas, carbone, nucleare etc..). La *Figura 3.5* sintetizza le diverse proprietà di ogni tecnologia usata, mostrano la relativa eterogeneità di base.

	Fuel efficiency ω (%)	Investment outlay Inv (EUR/kW)	Useful life T (years)	Fuel cost (EUR/MWh _{el})
Steam turbine				
– Hard coal 700 MW	38–46	1250–1800	40	25–45
– Lignite 700 MW	35–43	1350–1900	40	15–25
– Nuclear 1400 MW	36	2400–5000	40	10–15
Gas turbine 200 MW	28–42	450–700	20	75–100
CCGT with 300 MW	>58	680–900	30	50–70
Hydropower 100 MW	80–90	1500–4000	50–80	–
Wind power onshore	40–50	1000–2500	20	–
Photovoltaics 1 MW	8–13	2000–4000	40	–
Fuel cells (<100 kW)	30–50	Rather high	~5	60–120

Figura 3.5: Proprietà dei diversi tipi di impianti di generazione. Fonte: Energy Economics.

Mercato Infragiornaliero

Poiché l'elettricità non può essere accumulata, tutti i partecipanti al mercato devono chiudere le loro posizioni con riferimento all'esecuzione di un periodo specifico. Una posizione è aperta se la domanda effettiva – o l'offerta – differiscono dalle quantità contrattate (o previste). Le previsioni in questo ambito sono rese più complicate dalla generazione di energia eolica e fotovoltaica, quest'ultime caratterizzate da una maggiore aleatorietà. In questo contesto si inserisce il Mercato Infragiornaliero (MI), nell'ottica di correggere uno sbilanciamento in eccesso - o in difetto - della produzione elettrica rispetto al consumo. Le sessioni in cui si articola questo mercato sono sette da MI1 a MI7.

Il criterio con cui vengono selezionate le offerte di acquisto e di vendita è il medesimo di quello descritto per il MGP. A differenza del MGP, tuttavia, le offerte di acquisto accettate vengono valorizzate al cosiddetto *prezzo zonale*.

Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) si apre dopo la chiusura del Mercato del Giorno Prima e al termine degli aggiustamenti effettuati nelle sessioni del mercato Infragiornaliero. Nel MSD il gestore della rete di trasmissione nazionale – Terna – (a) si approvvigiona delle risorse (aggiuntive rispetto a quelle disponibili in esito a MGP) necessarie a costituire i *margini di riserva*³⁹ per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico; (b) acquista e vende energia al fine di risolvere le congestioni che si determinano dagli esiti di produzione di determinate offerte accettate sul MGP e modificate dal MI; (c) si approvvigiona delle risorse necessarie per garantire adeguati profili di tensione della rete.

³⁹ Si distinguono tre tipi di riserva: primaria, secondaria e terziaria. La riserva primaria è destinata a correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale all'intero sistema elettrico europeo interconnesso. La riserva secondaria di potenza serve per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale ed è fornita automaticamente sulla base di segnali inviati da Terna ad appositi regolatori installati sugli impianti. La riserva terziaria serve a costituire opportuni margini di potenza per poter variare i programmi cumulati di immissione e prelievo senza creare congestioni e mantenendo l'equilibrio del sistema.

Il MSD è articolato in

- Una sessione di programmazione (MSD *ex-ante*) nella quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva secondaria e terziari per risolvere le congestioni locali;
- Una sessione in tempo reale (mercato del bilanciamento (“MB”)), in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a mantenere il *continuo* bilanciamento tra domanda e offerta e a ricostituire (attraverso la riserva terziaria) la riserva secondaria, man mano che questa viene utilizzata.

In questo mercato la selezione delle offerte da parte di Terna avviene “di norma nel rispetto dell’ordine di merito economico, dando priorità alla unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull’MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati⁴⁰”. In altre parole, a differenza del MGP, è possibile che Terna selezioni offerte “al di fuori dell’ordine di merito”, qualora l’impianto che le ha formulate sia meglio posizionato per risolvere il vincolo o abbia delle caratteristiche che lo rendono più efficace nel contribuire a tale risoluzione.

⁴⁰ Terna, Piano di Sviluppo 2011, p.33.

Trasparenza nel mercato elettrico

La trasparenza delle informazioni è un elemento chiave nei mercati concorrenziali in quanto concorre a promuovere la più ampia categoria della *perfetta informazione*, assunto chiave nei paradigmi di concorrenza perfetta. Molti studiosi hanno mostrato come la mancanza della perfetta informazione possa far tendere il mercato ad esiti non efficienti. (Shapiro e Stiglitz, 1984; Akerlof, 1970) In questa sede, l'interesse è opposto; vale a dire mostrare come una perfetta informazione possa produrre, in mercati oligopolistici, esiti non efficienti e comportamenti distorsivi della concorrenza.

La legge 2/2009 prescrive al GME di mantenere per 7 giorni la riservatezza sui dati disaggregati delle offerte di ciascun operatore sia su MGP che sul MSD *ex-ante*. L'ottavo giorno successivo a quello preso a riferimento tali dati sono liberamente scaricabili sul sito Internet del GME. Fino all'aprile 2009 i dati disaggregati sulle offerte erano resi pubblici dal GME solo dopo 12 mesi. Tuttavia, questa scelta, in un contesto che è difficilmente riconducibile a quello di concorrenza perfetta, presenta anche il rischio di facilitare comportamenti abusivi o il coordinamento tra imprese proprio grazie allo scambio di informazioni, dovuto ad obblighi di pubblicazione. La stessa AGCM segnala che:

“In tali mercati [oligopolistici], una eccessiva trasparenza delle informazioni potrebbe, infatti facilitare esiti collusivi (agevolando il monitoraggio e l'immediata identificazione di deviazioni) o comportamenti opportunistici volti a trarre vantaggio dalla tempestiva rivelazione delle informazioni, da parte di imprese diverse da quelle che hanno pubblicato le informazioni privilegiate di cui erano in possesso⁴¹”.

Se prendiamo come caso il cartello dell'Opec, i produttori fissano la *quantità* da produrre proprio per evitare l'ambiguità dei prezzi. Infatti, una riduzione del prezzo può essere determinata sia dalla rottura dell'accordo da parte di uno dei paesi membri del cartello (che produce una quantità

⁴¹ AGCM, *AS909. Integrità e trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso*, 13 febbraio 2012, p.1

superiore agli altri), sia da una variazione nella domanda. Per questa ragione l'Opec fissa la quantità e non il prezzo. L'AGCM segnala che un'eccessiva trasparenza potrebbe portare, più che alla promozione di comportamenti concorrenziali, alla tutela di accordi collusivi, favorendo il controllo reciproco delle imprese del cartello sui prezzi. Infatti, si continua affermando che:

“Rendere disponibili a ciascun operatore di mercato informazioni puntuali sulla effettiva capacità produttiva disponibile di ciascuna unità di produzione di dimensioni rilevanti nella disponibilità di altri produttori potrebbe ridurre la concorrenzialità del mercato; ciò con particolare riferimento alla concorrenzialità del MSD e, nei casi in cui non siano presenti o introducibili opportune misure per il controllo dell'esercizio del potere di mercato eventualmente di carattere locale⁴²”.

Il cluster campano

Un esempio del caso descritto si è verificato in Italia nel 2010 quando alcune società di produzione, attive nella commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica, hanno dato vita ad un'intesa restrittiva della concorrenza⁴³. In particolare, le imprese si sono ripartite il mercato relativo ai servizi di dispacciamento acquistati da Terna per assicurare l'accensione al minimo tecnico nei giorni festivi in Campania. Come sopra descritto, Terna procede all'acquisto nel MSD per assicurare il mantenimento della tensione sulla rete in quell'area nelle ore di basso carico.

Dall'istruttoria è emerso che tali imprese si sono comportate in modo tale che gli impianti del *cluster* non venissero accesi sul MGP nei giorni festivi e hanno concordato una turnazione nella fornitura di uno specifico servizio a prezzi non concorrenziali, provocando prezzi più elevati mediamente del 16%. La turnazione (*Tabella 3.1*) avveniva con uno schema ricorrente: ogni volta che in un giorno festivo l'impresa veniva chiamata da Terna con un proprio impianto del cluster campano nel MSD *ex ante*, il giorno festivo successivo l'impresa presentava un'offerta superiore a quella con cui era

⁴² Delibera ARG/elt 187/08.

⁴³ Istruttoria AGCM I736.

stata selezionata la settimana precedente, e comunque non inferiore al prezzo dell'ultima offerta nota effettuata in un giorno festivo.

Data	Giorno	Teverola	Napoli	Sparanise 1-2	
09/05/2010	dom			1	S
16/05/2010	dom		1		N
23/05/2010	dom	1			T
30/05/2010	dom		2		N
02/06/2010	mer (f.Repub)	2			T
06/06/2010	dom				
13/06/2010	dom			2	S
20/06/2010	dom	3			T
27/06/2010	dom			3	S
04/07/2010	dom		3		N
11/07/2010	dom	4			T
18/07/2010	dom			MGP	S (mcp)
25/07/2010	dom			4 + 1 mcp	S
01/08/2010	dom		4		N
08/08/2010	dom	5			T
15/08/2010	dom (ferrag.)	6	5		T, N
22/08/2010	dom	7			T
29/08/2010	dom			5 + 1 mcp	S
05/09/2010	dom		6		N
12/09/2010	dom	8			T
19/09/2010	dom			MGP	S (mcp)
26/09/2010	dom			6 + 2 mcp	S
03/10/2010	dom		7		N
10/10/2010	dom			7 + 2 mcp	S
17/10/2010	dom		8		N
24/10/2010	dom	9			T
31/10/2010	dom		9	8 + 2 mcp	N, S
01/11/2010	dom	10	10		T, N
07/11/2010	dom			9 + 2 mcp	S
14/11/2010	dom		11		N
21/11/2010	dom		12		N
28/11/2010	dom		13		N
05/12/2010	dom	11			T
08/12/2010	mer (Immac.)			MGP	S (mcp)
12/12/2010	dom		14		N
19/12/2010	dom			10 + 3 mcp	S
25/12/2010	Natale	12		11 + 3 mcp	T, S
26/12/2010	dom	13		12 + 3 mcp	T, S

Tabella 3.1: cicli nell'aggiudicazione degli avviamenti a programma richiesti da Terna, maggio- ottobre 2010. Fonte: AGCM, I736

Tale schema è fondato sull'individuazione di "un'offerta di riferimento" rispetto alla quale calibrare il valore delle offerte destinate ad essere selezionate da Terna. Le offerte vincenti saranno quelle che si porteranno al di sotto di tale offerta di riferimento, mentre le offerte perdenti saranno quelle al di sopra di tale prezzo di riferimento. Come segnala l'AGCM:

"L'individuazione di tale offerta di riferimento è volta a sfruttare al massimo la trasparenza degli esiti del MSD, riducendo al minimo i contatti tra le Parti e vincolando il meno possibile il valore delle offerte presentate e, soprattutto la sequenza dei vincitori, in modo da rendere facile l'individuazione dello schema di ripartizione da parte di una autorità antitrust⁴⁴".

⁴⁴ Ibid.

L'autorità

L'Italia si è dotata di una propria struttura di regolazione ben prima della Seconda Direttiva europea. Infatti, è la legge n. 481 (14 novembre 1995) ad istituire l'Autorità di Regolazione indipendente dei servizi di pubblica utilità. Nel modello prefigurato dalla l.n. 481/1995 la regolazione amministrativa dei settori energetici è di competenza all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG⁴⁵). A differenza della Direttiva europea la legge in parola espressamente dispone che l'Autorità “opera in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e di valutazione; è preposta alla regolazione e al controllo del settore di propria competenza⁴⁶”. Il modello prefigurato è, dunque, sostanzialmente *monistico* in cui la funzione regolatoria è affidata ad un'autorità indipendente. L'AEEG, in quanto estranea dal circuito politico-rappresentativo, è sottratta all'alternanza delle maggioranze parlamentari e quindi offre garanzie di certezza e stabilità delle regole. Punto di capitale importanza per gli ingenti investimenti delle imprese con prospettive di rendimento di lungo termine. Clarich (Clarich, 2005) ha evidenziato che l'indipendenza dal potere politico ha più giustificazioni. In particolare, l'indipendenza è volta a:

- favorire gli investimenti privati nel lungo periodo, garantendo stabilità e credibilità delle decisioni regolatorie che sarebbero altrimenti influenzata dalla visione di breve periodo dei politici, condizionati dal ciclo elettorale;
- evitare il conflitto di interesse: il Governo, tramite il Ministro dell'Economia e delle Finanze (MEF) continua a mantenere partecipazioni significative nel capitale degli ex-monopolisti⁴⁷ il che potrebbe indurre un conflitto tra stato proprietario e stato regolatore.

La legislazione successiva in parte ha modificato questo assetto monistico della l.n.481/1995 attribuendo al MISE o al governo varie competenze che sono di tale quantità da mutare in parte

⁴⁵ Oggi ARERA.

⁴⁶ Art. 2 comma 5, l.n. 481/1995

⁴⁷ Allo stato attuale, il Mef detiene circa il 23,59% di Enel, che gli garantisce una partecipazione di controllo.

l'idea originaria. In particolare, in taluni casi è previsto che sia il Ministero a decidere, *sentita l'Autorità*; in altri è il ministero o il Governo che definiscono i criteri generali, lasciando poi all'Autorità la regolamentazione in dettaglio, nel perimetro dei principi generali già dettati; in altri ancora è espressamente previsto che il governo possa intervenire *in sostituzione* dell'Autorità in caso di inerzia. Inoltre, il d.lgs. 28/2011 ha ulteriormente ridotto le competenze dell'Autorità ora a vantaggio del MISE, nel caso di scambio sul posto, ora a vantaggio de GSE, in materia di vigilanza sui beneficiari degli incentivi e in materia di efficienza energetica.

Dell'originale struttura regolatoria è rimasta la regolazione della rete e del servizio. Con riferimento alla regolazione della rete questa si distingue a seconda che i poteri esercitati dall'Autorità abbiano ad oggetto l'accesso alla rete o l'*unbundling*. La regolazione dell'accesso alla rete, come già ricordato, è necessaria perché nei mercati liberalizzati con un monopolio naturale l'unica rete esistente deve *servire* una pluralità di soggetti per l'erogazione del servizio. Da questo punto di vista, le direttive sopra ricordate - e recepite nel nostro ordinamento – impongono alle imprese che hanno la disponibilità di infrastrutture energetiche “l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta⁴⁸” (c.d. Third part access).

Inoltre, poiché le condizioni economiche per l'accesso alla rete non sono negoziate tra le parti, sono fissate dall'Autorità in modo da “garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità⁴⁹” dell'utilizzo della rete. Con riferimento al potere tariffario, l'Autorità emette degli atti ad efficacia generale, di durata quadriennale, nei quali viene definito (a) *la tariffa base* (b) “i parametri e gli altri elementi di riferimento” sulla quale si procede annualmente all'aggiornamento della tariffa di base.

⁴⁸ Così l'art. 3, comma 1, d.lgs. 79/1999, che sancisce in capo al gestore della rete di trasmissione nazionale “l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti soggetti che ne facciano richiesta”.

⁴⁹ Così l'art. 24, comma 5, d.lgs. n.164/2000. A conclusioni non dissimile giunge anche l'art. 3, comma 3, d.lgs. n. 79/1999.

Il ruolo di Acquirente Unico

L'attuale sistema vigente in Italia, fino alla cessazione universale e definitiva del Mercato di Maggior Tutela (MT) assume la seguente forma:

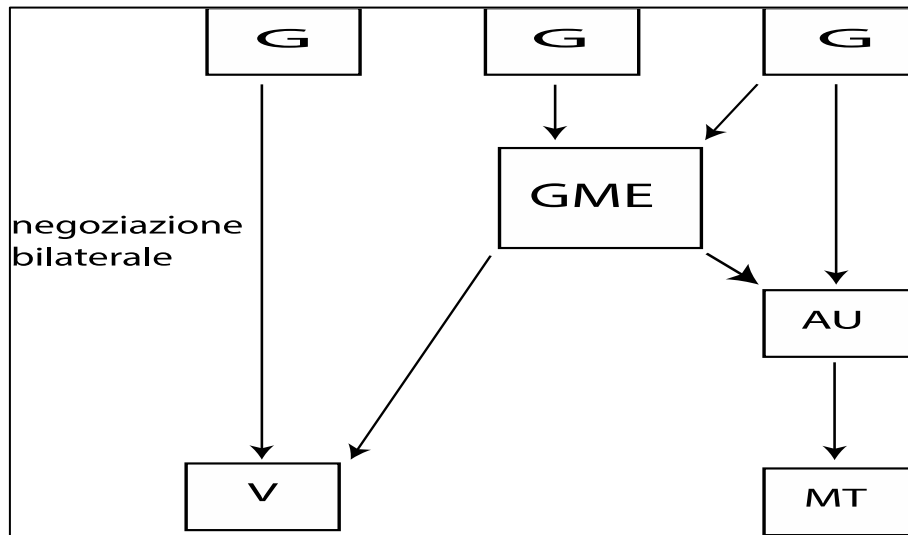


Figura 3.6: Modello del Mercato Elettrico Italiano.
Legenda: G=generazione; V=venditore; MT= Mercato di Maggior Tutela.

In particolare, questo assetto è definito come *pool market* (o *smart market*). Il *pool market* consente di riprodurre, basandosi sulle offerte degli operatori il processo decisionale del monopolista integrato volto alla soluzione del problema di chi deve produrre e quanto. In Italia il *pool market* è gestito, come precedentemente descritto, dal Gestore del mercato elettrico (GME). Una parte degli scambi viene affidata alla negoziazione bilaterale che lascia in capo agli operatori economici la definizione, in prima battuta, dei programmi di produzione e consumo chiedendo successivamente l'intervento dell'operatore di sistema.

È l'articolo 4 del *d.lgs. 79/99* a stabilire le funzioni dell'Acquirente Unico (AU). In particolare, l'azione di AU è ispirata ad assicurare due missioni:

- garantire la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria ai clienti vincolati;

- assicurare la fornitura di energia elettrica a condizione di continuità; sicurezza; efficienza e parità di trattamento (anche tariffario).

Dunque, ad AU è affidata una posizione molto importante nel disegno complessivo. Infatti, questo deve tutelare una parte consistente della domanda e farsi carico della continuità e sicurezza del sistema complessivo. Queste le finalità. Ma AU è in grado di assicurare queste gravose responsabilità che la Legge gli mette in capo?

Segnaliamo due problematiche, già discusse da Lanza e Silva (Clò, 2014). In primo luogo, AU è una società molto piccola che non dispone di risorse umane e capitale adeguate ai fini ambiziosi che la legge gli attribuisce. Inoltre, ammesso che queste risorse vengano apportate, vi è una problematica di natura tecnica: a causa delle esternalità di rete, non è *tecnologicamente possibile* garantire la disponibilità di capacità produttiva a un *sottoinsieme* di clienti, i vincolati o i tutelati, senza garantirla anche al suo complemento, i liberi. In altre parole, per garantire la disponibilità di capacità agli uni senza garantirla anche agli altri occorrerebbe poter interrompere la fornitura ai soli soggetti non granatiti, operazione non sempre fattibile nel sistema elettrico.

Nonostante queste criticità, AU è stato ingenerale capace di assicurare dei prezzi più competitivi rispetto al mercato libero (*Figura 3.7*).

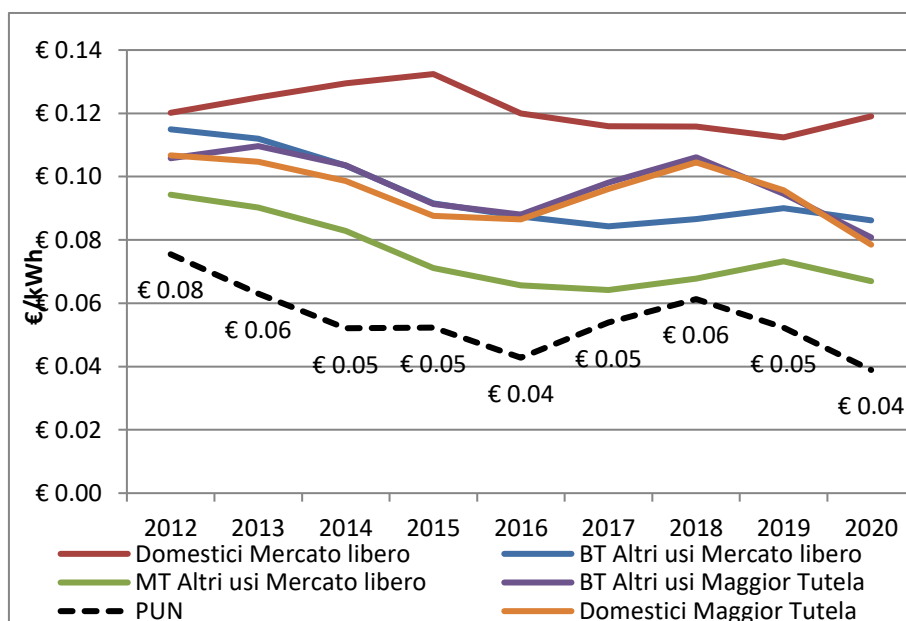


Figura 3.7: Costi di approvvigionamento fatturati ai clienti per tipologia di cliente. Fonte: elaborazione su dati Arera.

L'ormai già avviata abolizione del servizio a maggior tutela sarà un tornate decisivo nel cammino dialettico del processo di liberalizzazione, i cui effetti possono essere difficili da anticipare. Circa l'abolizione del mercato a maggior tutela, già nel 2013, AU ebbe a dire:

“Il mercato libero rappresenta un terzo del mercato complessivo. Il fatto che il Governo abbia deciso di eliminare il mercato tutelato va interpretato e corretto. Questa non è una marcia indietro, né un’abolizione, ma un passo avanti. L’Italia ha sperimentato un modello diverso dagli altri Paesi e che ha dato buoni risultati. Ben presto verrà fuori, come best practice a livello europeo, il sistema informativo integrato che stiamo realizzando con l’Autorità, che assicura parità di informazione a tutti gli operatori attraverso un sistema informativo terzo rispetto a quello dei fornitori. Un altro aspetto positivo fornito dal mercato tutelato e dall’AU, è che l’acquisto di energia a nome di 29 milioni di utenti finali, consente di dare un indicatore di prezzo. Un prezzo di riferimento è un valore estremamente importante per un mercato, per i consumatori finali e per gli operatori. Pertanto, quando si parla di “superare la tutela” significa che ci si sta chiedendo come, a partire dai risultati ottenuti, si possa andare avanti.”

Con la cessazione del mercato a maggior tutela, e il suo assorbimento nel mercato libero, si potrebbero creare un problema di tutela del consumatore, che se non correttamente affrontato, potrebbe determinare una diminuzione nel surplus netto.

Analisi dei prezzi elettrici

Metodologia

Il presente capitolo ha per oggetto l'analisi del processo di liberalizzazione con riferimento all'andamento dei prezzi. In particolare, la nostra attenzione è rivolta ai prezzi finali pagati dai clienti domestici e dalle imprese. Le domande cui si cercherà di rispondere sono dunque: le liberalizzazioni hanno avuto un impatto positivo sui prezzi finali degli operatori economici? Quali sono stati gli effetti per il sistema economico nel suo complesso?

La complessità del tema impone uno studio su più livelli. Infatti, qualora ci limitassimo a descrivere l'andamento dei prezzi elettrici italiani dal 2000 ad oggi e, notassimo una netta diminuzione nei prezzi finali, questa sarebbe il determinante di quale forza? Potrebbe essere spiegato tramite un maggiore efficientamento a seguito delle liberalizzazioni; oppure tramite una diminuzione della domanda a seguito della crisi finanziaria del 2008; oppure – ancora – da una variazione dei tassi di cambio. Sembra, dunque necessario, costruire un'analisi *comparativa* e che tenga conto dei seguenti elementi:

- Prezzi dei beni energetici internazionali: i vettori primari (come gas, petrolio etc.) sono beni quotati in mercati internazionali le cui variabilità dei prezzi determinano una variabilità nel prezzo finale dell'elettricità. Ad esempio, l'aumento generalizzato dei prezzi elettrici per i consumatori finali in questo ultimo anno è stato determinato da un aumento delle quotazioni del gas. Non includere questo parametro renderebbe l'analisi fuorviante, o al più ambigua.
- I beni energetici vengono quotati in valute differenti rispetto a quella dell'euro: dunque, sembra opportuno includere anche i tassi di cambio per le ragioni sopra elencati. A titolo di esempio, la *Figura 4.1* mostra come, nel periodo 2002-2008 l'euro si sia apprezzato sul dollaro. Dunque, poiché molti beni energetici sono quotati in dollari, in questo periodo sembra lecito giustificare una parte della riduzione del prezzo – o un'attenuazione degli aumenti – dall'andamento favorevole del tasso di cambio, che ha aumentato il potere di

acquisto dei paesi europei, rendendo relativamente più economici l'acquisto dei beni energetici.

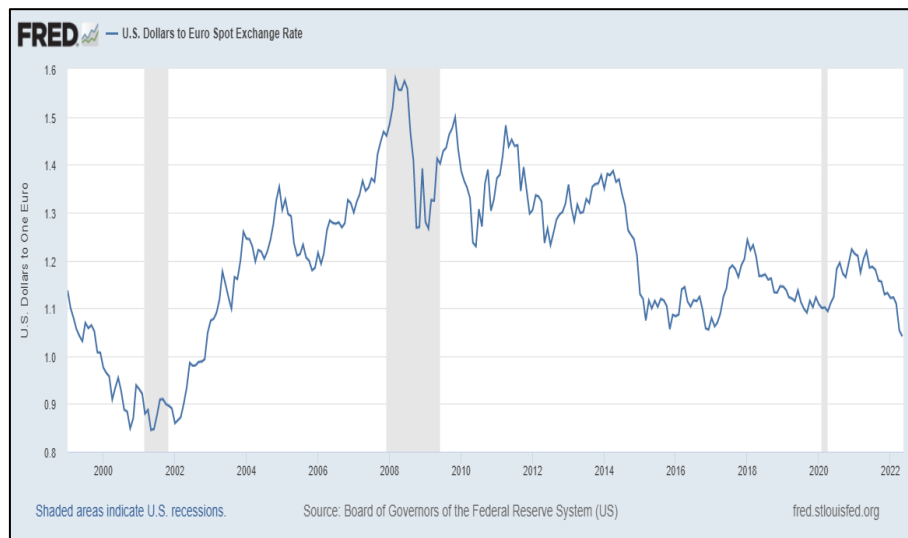


Figura 4. 1: Tasso di cambio nominale Dollaro/Euro. Fonte: Fred.stlouisfed.org

Gli elementi sopra ricordati ci suggeriscono che la nostra attenzione deve concentrarsi sui nessi di causalità tra le variabili, escludendo le correlazioni. Per queste ragioni, dunque, l'analisi deve svolgersi, fatalmente, su più livelli per mitigare tutti gli elementi che hanno un effetto sui prezzi finali che non sono determinate dal processo di liberalizzazione. In questo capitolo, il metodo che si intende seguire è comparativo; partendo dal generale per arrivare allo specifico. Ciò significa non solo confrontare l'Italia con il resto dell'Europa ma anche con tutti gli altri *partner* commerciali del G20. La ragione è la seguente: se si confrontasse solo l'Italia con il resto d'Europa e si notasse una relativa convergenza dei prezzi italiani sulla media europea, si sarebbe portati a sostenere che le liberalizzazioni hanno avuto un effetto benefico. Tuttavia, così facendo si ignorerebbe che nello stesso periodo anche il resto dei paesi europei ha intrapreso il cammino delle liberalizzazioni; l'errore logico sarebbe, dunque, quello di ritenere l'Italia in cammino con il resto d'Europa congelata alla metà degli anni Novanta. Tuttavia, con ciò non si intende sminuire il confronto con gli altri paesi europei ma l'interpretazione dei risultati ci fornisce una parziale risposta. In particolare, così facendo si determina quale paese, relativamente agli altri, ha scelto il miglior percorso e assetto normativo nel tentativo di liberalizzare il mercato elettrico. Ancora una volta,

giova ribadire come non esista *un unico* modo per sostituire alle vecchie posizioni di monopolio mercati concorrenziali. I precedenti capitoli hanno tentato, tramite un approccio europeo, di mostrare questa relativa eterogeneità nell'attuazione delle direttive; con questo a mente indagiamo se vi è anche un'eterogeneità nei risultati.

In un primo momento sembra, dunque, opportuno, confrontare la dinamica dei prezzi con i vari *partner* del Unione europea. Con questa analisi un implicito corollario che si intende valutare è la competitività delle nostre imprese, con riferimento ad un fattore produttivo tanto trasversale quanto essenziale. Ovviamente, i fattori della competitività delle imprese sono molteplici (produttività in primo luogo) tuttavia, può non essere secondario leggere i successivi risultati anche con questa logica. Questi i vantaggi di un confronto a livello G20. Una controindicazione di questo metodo è che, fatalmente, quando si aumenta in dimensione l'analisi se ne perde in profondità: infatti, a questo livello non siamo in grado di valutare specificamente gli effetti per classi di consumatori o per tipologie di prezzo (al netto o al lordo di tasse, oneri di sistema e IVA).

Per mitigare questa problematica il confronto tra i paesi europei verrà effettuato in maniera più dettagliata con dati Eurostat. A questo livello si cercherà, in primo luogo, di analizzare le condizioni strutturali del mercato elettrico europeo ed italiano, con riferimento alla concertazione, apertura della domanda e quote di mercato. Questo passaggio è di capitale importanza: una semplice analisi dei prezzi, che non tenga conto delle *condizioni materiali* del mercato, sarebbe fuorviante, o al più ambigua. Ad esempio, si potrebbe interpretare, un aumento dei prezzi, *ceteribus paribus*, come una confutazione *ipso facto* della teoria economica, secondo cui la promozione della concorrenza dovrebbe determinare esiti efficienti, trascurando come non sia sufficiente affermare che un mercato è liberalizzato se permangono caratteristiche di tipo monopolistiche o oligopolistiche.

In breve, se si riconosce la validità di questi principi, si converrà che in primo luogo è necessario un confronto dinamico tra Europa e gli altri partner europei; in secondo luogo, sia opportuno descrivere le componenti strutturali del mercato europeo e italiano; infine, si giudicherà la bontà dei risultati.

Dati

L'analisi dell'evoluzione dei prezzi viene resa più complicata dall'interruzione delle serie storiche dei prezzi Eurostat nel 2007. Infatti, fino al 2007 i prezzi erano classificati con riferimento a diversi profili di consumatori domestici e industriali caratterizzati da distinti livelli di consumo. I prezzi in parola venivano suddivisi a seconda del livello di tassazione (al netto delle tasse, oneri e IVA), precludendo così ogni confronto tra prezzi di generazione e vendita. A partire dal 2007, Eurostat fornisce prezzi medi semestrali non più per consumatori standard ma per *classi* di consumo annuo⁵⁰. Oltre a queste serie Eurostat pubblica serie storiche con dati omogenei dal 2000 in poi per due tipologie di utenti finali rappresentativi, del settore domestico e industriale. Queste serie permettono una sorta di continuità tra le due metodologie approssimando la classe DC all'utente domestico tipico della vecchia serie con un consumo di 3.500 kWh/anno e la classe IC (500-2000 MWh) all'utente industriale tipo con un consumo di 2000 MWh. La serie con dati omogenei, seppur avendo i pregi sopra descritti, forniscono i dati solo al netto delle tasse e di altri oneri.

Nell'analisi che segue i prezzi disponibili in termini correnti vengono aggiustati per l'inflazione. Salvo diversa espressa menzione, i prezzi seguono l'indice armonizzato dei prezzi al consumo (HIPC), pubblicato da Eurostat a livello di paese membro.

Con riferimento ai confronti internazionali, si segue l'analisi proposta da (Trinomics, 2017) che ha non solo aggregato i dati dei diversi paesi ma anche tenuto in considerazione l'effetto cambio e l'inflazione.

⁵⁰ Serie nrg_pc_204h per utenti domestici e serie nrg_pc_205_h per utenti industriali. In particolare, i consumatori domestici vengono suddivisi in cinque classi di consumo: DA inferiore a 1000 kWh; DB tra 1000 e 2500 kWh; DC tra 2500 e 5000 kWh; DD tra 5000 e 15000 kWh; DE superiore o uguale a 15000 kWh. Con riferimento ai consumatori industriali questi vengono ripartiti in sette classi di consumo annuo: IA inferiore a 20 MWh; IB tra 20 e 500MWh; IC tra 500 e 2000 MWh; ID tra 2000 e 20000 MWh; IE tra 20000 e 70000 MWh; IF tra 70000 e 150000 MWh; IG superiore o uguale a 150000MWh.

Dinamiche del Mercato Elettrico Europeo

Mercato all'ingrosso

Prendiamo le mosse analizzando la dinamica dei prezzi elettrici nel mercato all'ingrosso con i principali partner dell'unione europea (EU28). Questa analisi ha come implicito corollario anche l'analisi delle condizioni di competitività delle imprese europee, considerando uno dei fattori della produzione più trasversale – insieme al lavoro.

La *Figura 4.2* mostra l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'Unione europea e dei suoi principali partner commerciali. Una prima osservazione può essere fatta sulla caduta generale dei prezzi nel 2008 dovuta principalmente ad un declino della domanda energetica a seguito della crisi finanziaria.

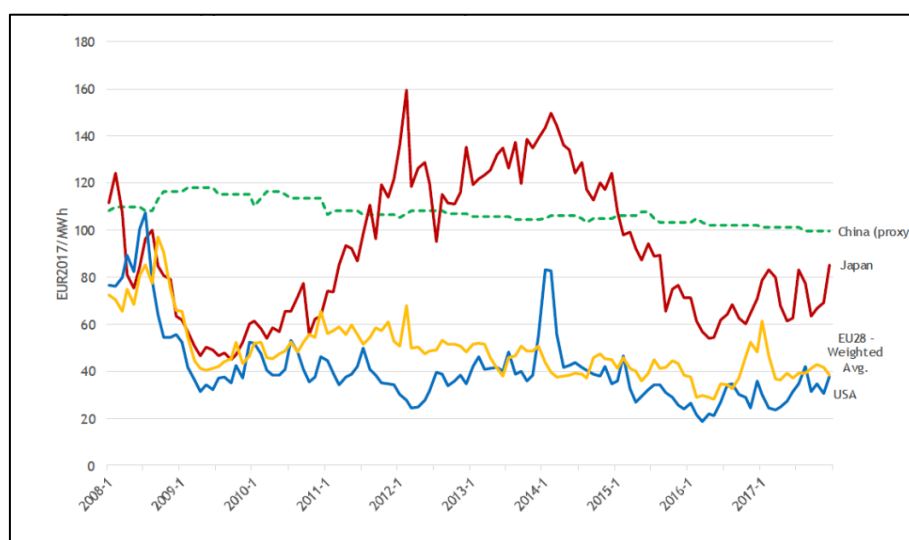


Figura 4. 2: Prezzi elettrici nel mercato all'ingrosso, 2008-2018, EUR2017/MWh. Fonte: Trinomics.

Come si può notare l'Unione europea, partita con un prezzo medio di 80 euro/MWh ha mostrato una relativa convergenza nei confronti degli USA, anche dovuto alla penetrazione della tecnologia dello *shale gas* nel mix energetico USA (*Figura 4.2*). Da questa prima analisi si può notare come il mercato all'ingrosso europeo garantisca risultati competitivi con gli altri partner. In particolare, con riferimento al periodo 2008-2018 l'Unione Europea ha visto una riduzione reale dei prezzi elettrici del 51.1%, tra le più alte tra i paesi del G20. La riduzione in termini nominali è stata del 42.2%, secondo solo al Canada (52.3%). Si precisa come, in generale, il Canada sia caratterizzato da bassi

prezzi elettrici, principalmente dovuto alla notevole penetrazione dell'energia idroelettrica nel mix energetico.

Country	Start date	End date	Nominal Start price EUR	Change due to inflation [EUR]	Change due to price change in national currency [EUR]	Exchange rate effect [EUR]	Total change [EUR]	Nominal End price EUR	Change due to inflation [%]	Change due to real price change in national currency [%]	Exchange rate effect [%]	Total change [%]
EU28	2008-1	2017-12	66.43	5.87	-33.92	0.00	-28.05	38.38	8.8%	-51.1%	0.0%	-42.2%
Argentina	No data											
Australia	2008-3	2017-12	48.32	6.73	-11.50	3.59	-1.18	47.14	13.9%	-23.8%	7.4%	-2.4%
Brazil	2008-12	2016-12	111.68	71.01	-15.02	-14.87	41.12	152.80	63.6%	-13.4%	-13.3%	36.8%
Canada	2008-1	2017-12	28.60	2.56	-17.30	-0.23	-14.97	13.64	9.0%	-60.5%	-0.8%	-52.3%
China	2008-1	2017-12	61.93	14.21	-4.83	26.03	35.41	97.34	22.9%	-7.8%	42.0%	57.2%
India	No data											
Indonesia	2008-12	2016-12	40.72	18.18	9.96	5.56	33.70	74.41	44.6%	24.5%	13.7%	82.8%
Japan	2008-1	2017-12	89.82	-0.86	-20.95	12.74	-9.07	80.75	-1.0%	-23.3%	14.2%	-10.1%
Mexico	2010-1	2015-1	84.07	14.07	-40.45	4.07	-22.31	61.76	16.7%	-48.1%	4.8%	-26.5%
Russia	2008-1	2015-4	16.00	11.19	6.10	-12.15	5.14	21.14	69.9%	38.1%	-75.9%	32.1%
Saudi Arabia	No data											
South Africa	No data											
South Korea	No data											
Turkey	2008-1	2015-4	79.02	39.14	20.91	-55.26	4.79	83.81	49.5%	26.5%	-69.9%	6.1%
USA	2008-1	2017-12	51.75	6.79	-29.32	7.12	-15.41	36.35	13.1%	-56.7%	13.8%	-29.8%

Tabella 4. 1: Fattori determinati nella variazione dei prezzi elettrici nel mercato all'ingrosso. Fonte: Trinomics, Eurostat.

Famiglie

La media EU28 per i consumatori domestici non segue lo stesso schema virtuoso del mercato all'ingrosso. Infatti, nel periodo 2008-2018 il prezzo medio dell'elettricità per un consumatore domestico è aumentato ad un ritmo annuale del 2.3% dal 2010, mentre l'inflazione misurata secondo il CPI è aumentata ad un ritmo del 1.4% durante lo stesso periodo. Più in generale, si può notare come la media dei prezzi elettrici per consumatori domestici sia aumentata da 165 EUR/MWh nel 2008 a più di 205 EUR/MWh registrando un aumento del 26.2% in termini reali del 35% in termini nominali (*Tabella 4.2*). Ancora una volta si confrontano queste grandezze con i principali partner dell'Unione europea per tentare di escludere parte degli effetti che influiscono sui prezzi europei e che non sono direttamente visibili (come l'andamento del commercio mondiale, i prezzi dei beni energetici, e la domanda). Dal 2016, i prezzi dell'unione sono i più alti tra quelli registrati tra tutti i paesi del G20. Un utile esercizio è quello di comparare i prezzi degli Stati Uniti ed europei nel mercato all'ingrosso (*Figura 4.2*) e nel segmento al retail (*Figura 4.3*): i prezzi all'ingrosso sostanzialmente simmetrici e convergenti, mentre nel mercato del retail si verifica una notevole differenza: i prezzi domestici del vecchio continente sono del 100% più alti rispetto a quelli americani.

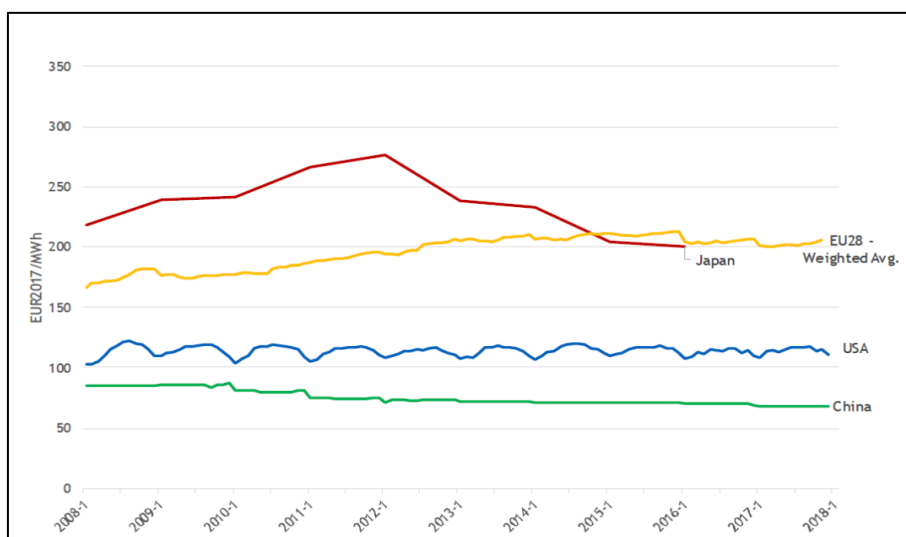


Figura 4. 3: Prezzi elettrici, consumatore domestico, EU28, Giappone, USA, Cina, 2008-2018, EUR2017/MWh.

Country	Start date	End date	Nominal Start price EUR	Change due to inflation [EUR]	Change due to price change in national currency [EUR]	Exchange rate effect [EUR]	Total change [EUR]	Nominal End price EUR	Change due to inflation [%]	Change due to real price change in national currency [%]	Exchange rate effect [%]	Total change [%]
EU28	2008-1	2017-11	152.26	13.46	39.90	0.00	53.35	205.61	8.8%	26.2%	0.0%	35.0%
Argentina	No data											
Australia	2012-1	2016-1	228.54	0.31	3.75	-46.57	-42.51	186.04	0.1%	1.6%	-20.4%	-18.6%
Brazil	2008-12	2016-12	162.40	103.26	-66.70	-17.64	18.92	181.32	63.6%	-41.1%	-10.9%	11.7%
Canada	2008-1	2016-1	61.35	5.12	35.28	-3.85	36.55	97.90	8.3%	57.5%	-6.3%	59.6%
China	2008-1	2017-12	48.80	11.20	-11.20	17.81	17.81	66.60	23.0%	-23.0%	36.5%	36.5%
India	No data											
Indonesia	2008-12	2016-12	38.49	17.18	-0.44	4.46	21.20	59.69	44.6%	-1.1%	11.6%	55.1%
Japan	2008-1	2016-1	146.98	-1.80	21.10	39.34	58.64	205.62	-1.2%	14.4%	26.8%	39.9%
Mexico	2008-1	2016-1	65.26	20.04	-13.68	-12.93	-6.57	58.69	30.7%	-21.0%	-19.8%	-10.1%
Russia	2009-1	2017-12	44.52	32.82	3.35	-31.48	4.69	49.21	73.7%	7.5%	-70.7%	10.5%
Saudi Arabia	2009-1	2015-4	24.78	4.71	-1.57	4.25	7.39	32.16	19.0%	-6.3%	17.2%	29.8%
South Africa	2011-1	2015-1	64.00	11.80	29.96	-32.96	8.80	72.80	18.4%	46.8%	-51.5%	13.8%
South Korea	2008-1	2017-12	56.79	9.54	15.83	6.67	32.04	88.83	16.8%	27.9%	11.7%	56.4%
Turkey	2008-1	2017-7	99.80	65.60	61.46	-131.07	-4.01	95.80	65.7%	61.6%	-131.3%	-4.0%
USA	2008-1	2017-12	68.90	9.05	6.99	20.68	36.72	105.61	13.1%	10.1%	30.0%	53.3%

Tabella 4. 2: Fattori determinati nella variazione dei prezzi elettrici per consumatori domestici. Fonte: Trinomics, Eurostat.

La promozione del mercato elettrico unico aveva tra i suoi fini anche quello di assicurare una *convergenza* tra i paesi membri nei livelli di prezzo.

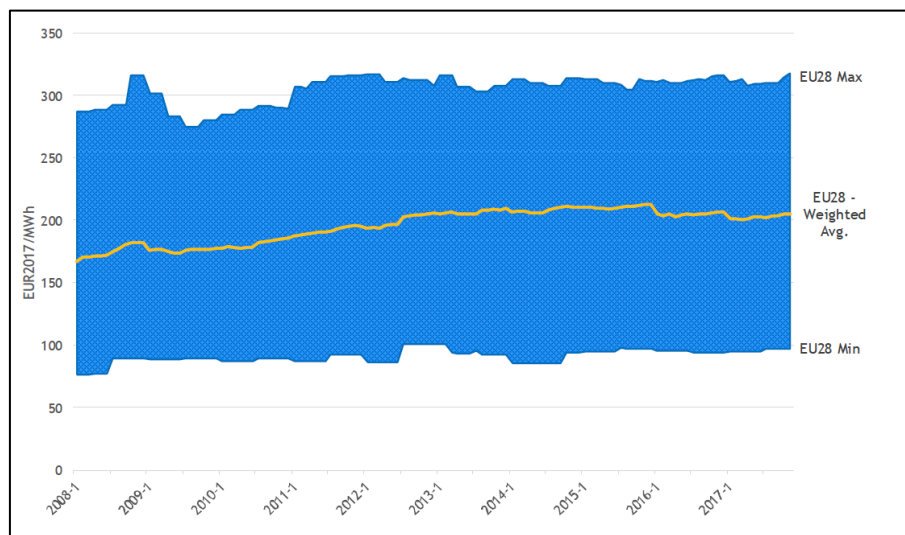


Figura 4. 4: Prezzi elettrici, consumatore domestico, media europea, massimo e minimo, 2008-2018, EUR₂₀₁₇/MWh. Fonte: Eurostat.

La Figura 4.4 mostra l'andamento del prezzo medio al retail e i valori di massimo e di minimo. Come si evince dalla figura, permangono delle differenze sostanziali tra i paesi membri, dovute principalmente alla limitazione nelle connessioni transfrontaliere che limitano l'effettiva attuazione del mercato unico. La differenza tra il valore minimo e massimo è intorno ai 200 EUR/MWh, il che sta a significare che vi sono all'interno dell'Unione vi sono consumatori europei che pagano circa il 250% in più rispetto agli altri consumatori europei.

La Figura 4.5 mostra l'effetto di uno shock simmetrico di natura esogena, come quello dell'aumento del prezzo del gas esacerbato dalla guerra in Ucraina. Lo stesso shock ha effetti molto diversi a seconda del paese membro. A titolo di esempio, la var% A/A dei prezzi elettrici per un consumatore romano è stata del +80%, mentre un'abitata di Varsavia ha assistito ad una *diminuzione* del 6%.

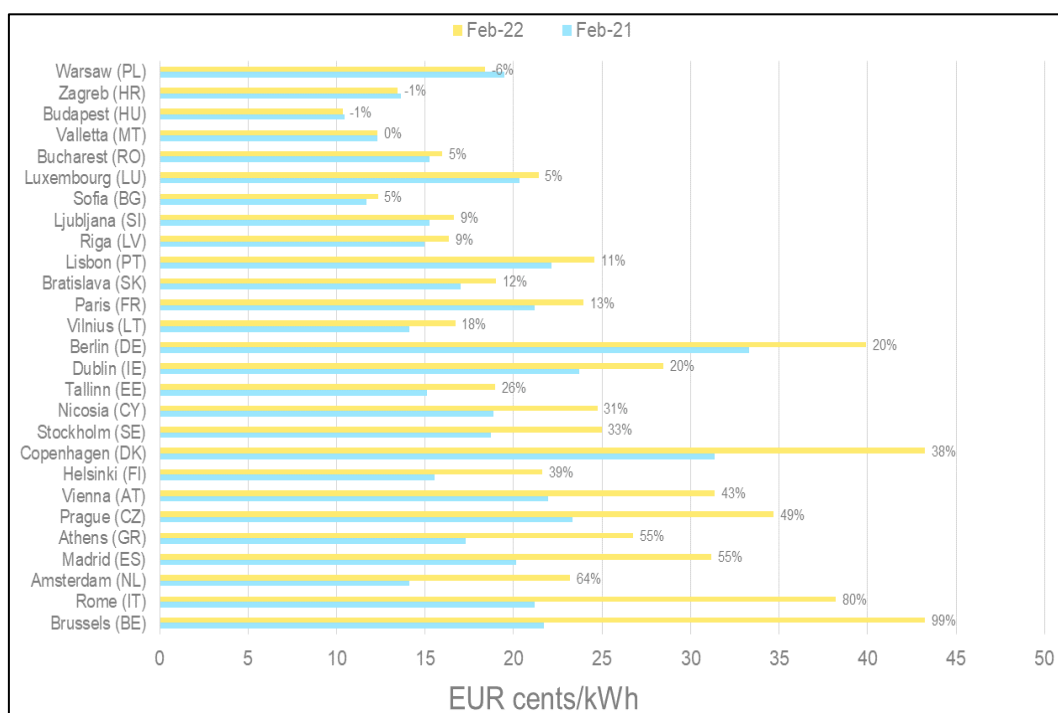


Figura 4. 5: Evoluzione dei prezzi elettrici per consumatori domestici (EUR cents/KWh) e % anno-su-anno (Feb 2021-Feb 2022). Fonte: elaborazione ACER su dati Vaasa ETT

Imprese

I consumatori industriali seguono uno schema non molto difforme da quelli domestici, seppur con minore intensità: i prezzi finali per consumatori industriali sono tra i più alti tra i paesi G20, minando un fattore di competitività per le imprese. In particolare, un consumatore industriale americano paga circa la metà del consumatore industriale europeo; un consumatore cinese circa 1/3 in meno (*Figura 4.6*). Questa divergenza non sembra essersi ridotta nell'intervallo di tempo 2008-2018 anzi, sembra essersi cresciuta. Ovviamente non tutto può essere ricondotto a politiche europee: la riduzione dei prezzi cinesi dal 2011 non è un fatto spontaneo ma determinata dall'impiego massiccio di sussidi pubblici che, in determinati periodi, arrivano al punto di portare il prezzo al retail ad un livello *inferiore* rispetto a quello all'ingrosso. Di converso, le politiche ambientali europee aumentano stabilmente la divergenza tra prezzi all'ingrosso e al retail all'insù.

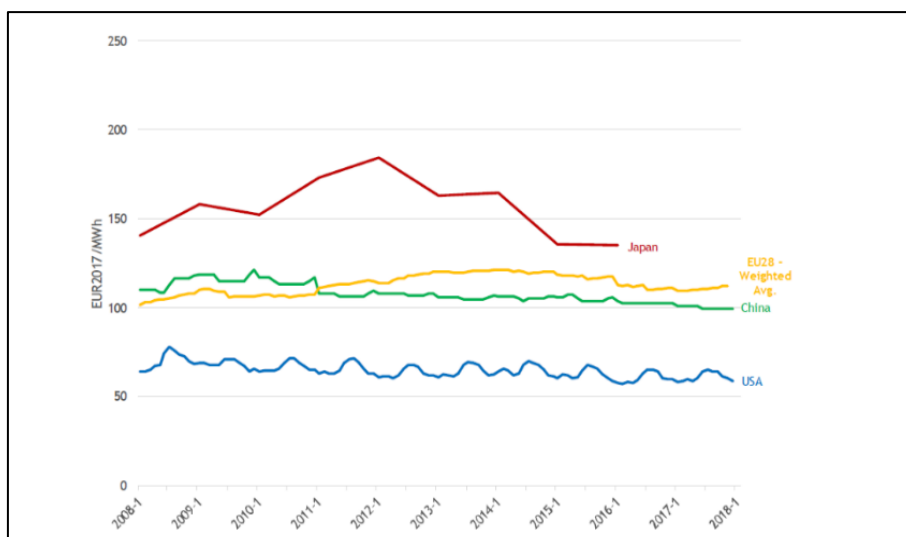


Figura 4. 6: Prezzi elettrici, consumatore industriale, EU28, Giappone, USA, Cina, 2008-2018, EUR2017/MWh. Fonte: Trinomics.

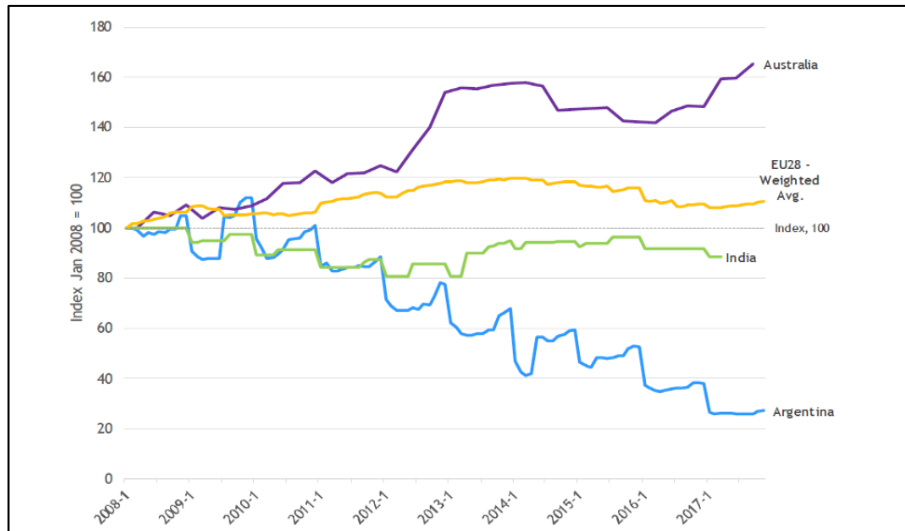


Figura 4. 7: prezzi elettrici consumatore industriale, 2008=100

La Figura 4.8 riassume il quadro sopra descritto. Posto che, come la nostra analisi conferma e come anche rilevato dal regolatore europeo (ACEER 2022), il mercato all'ingrosso non sia la causa dei livelli strutturalmente più elevati nei prezzi, l'analisi deve dirigersi ad indagare le ragioni di questa "divergenza parallela". Una prima motivazione è rivolta all'esterno: vi sono paesi, come la Cina, che ricorrono ampiamente ai sussidi con il fine ultimo di abbassare il costo dell'elettricità per i consumatori domestici e rendere più competitive le loro imprese. Tuttavia, il ricercare le cause all'esterno non è sufficiente a spiegare un *gap* di tale entità tra retail e mercato all'ingrosso che è interno al mercato europeo.

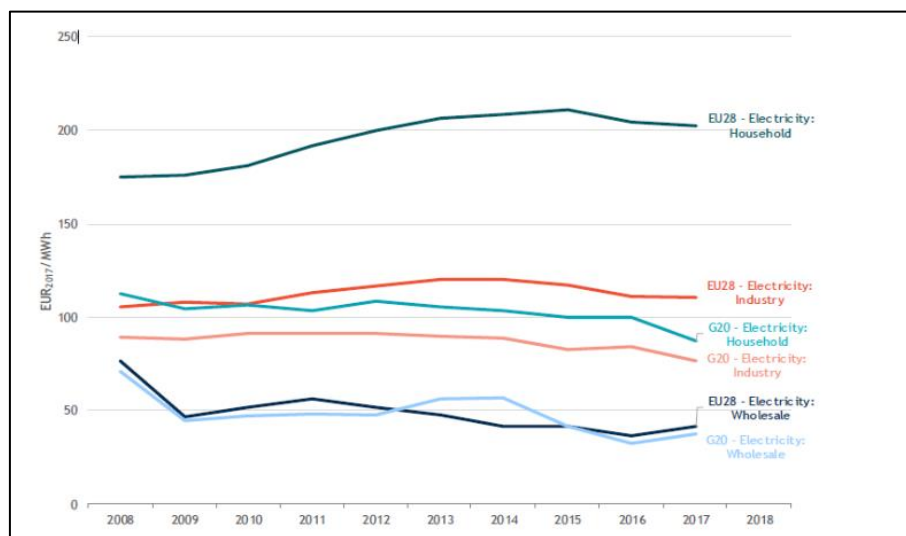


Figura 4. 8 Comparazione della media europea (EU28) con i paesi G20. Fonte: Trinomics.

Le *Figura 4.9 e 4.10* mostrano la differenza tra prezzo all'ingrosso e prezzo al retail rispettivamente per consumatori domestici e industriali. Dobbiamo rilevare come, questo divario non ha fatto che accrescersi nell'ultimo periodo: le imprese europee hanno visto una differenza tra prezzi all'ingrosso e prezzi al retail di 160 Eur/MWh, il 60% in più rispetto al 2008. Le famiglie europee, similmente, supportano una differenza tra prezzo finale e prezzo all'ingrosso di circa 70 EUR/MWh nel 2017, da 30 Eur/MWh nel 2008, per un aumento di più del 130%. Questa divergenza, come ci accingiamo a mostrare, non è frutto del caso o un effetto di secondo ordine, bensì il frutto di precise scelte di *policy* adottate dai legislatori europei e nazionali.

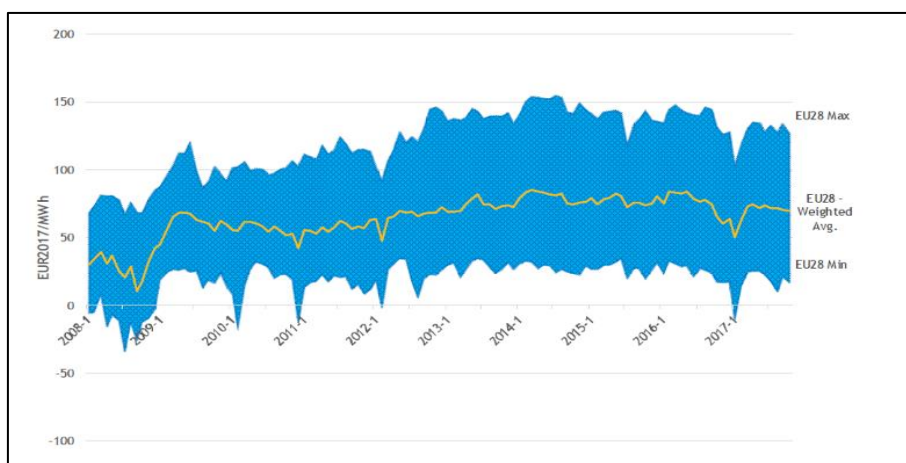


Figura 4.9: Differenza tra prezzo al retail e prezzo all'ingrosso per un consumatore industriale, media europea, minimo e massimo, 2008-2018, EUR₂₀₁₇/MWh. Fonte: elaborazione su dati Eurostat

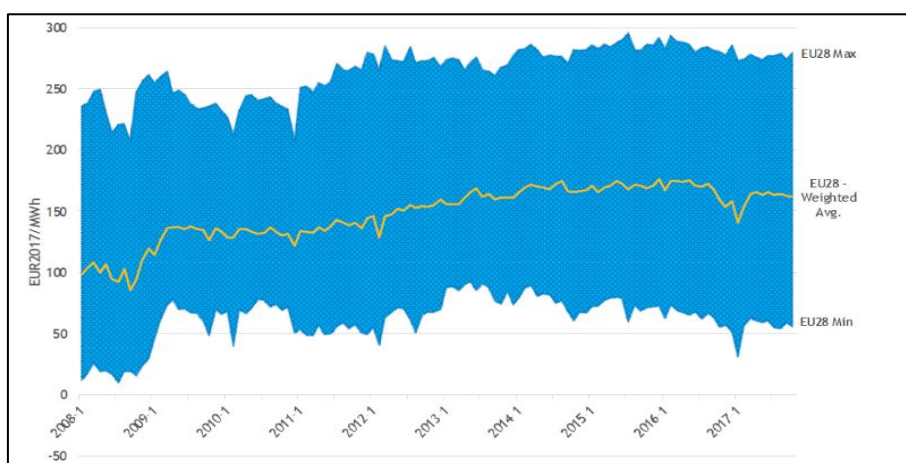


Figura 4.10: Differenza tra prezzo al retail e prezzo all'ingrosso per un consumatore domestico, media europea, minimo e massimo, 2008-2018, EUR₂₀₁₇/MWh. Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

Composizione bolletta elettrica

La *Figura 4.11* mostra una bolletta tipica per consumatore domestico europeo nella fascia DC, mentre la *Figura 4.12* descrive lo stesso concetto ma per un utente industriale nella fascia ID. In entrambi i casi, il peso della componente energetica in percentuale è diminuito nel periodo 2010-2019, mentre, contemporaneamente, si è assistito ad un aumento delle tasse ed oneri.

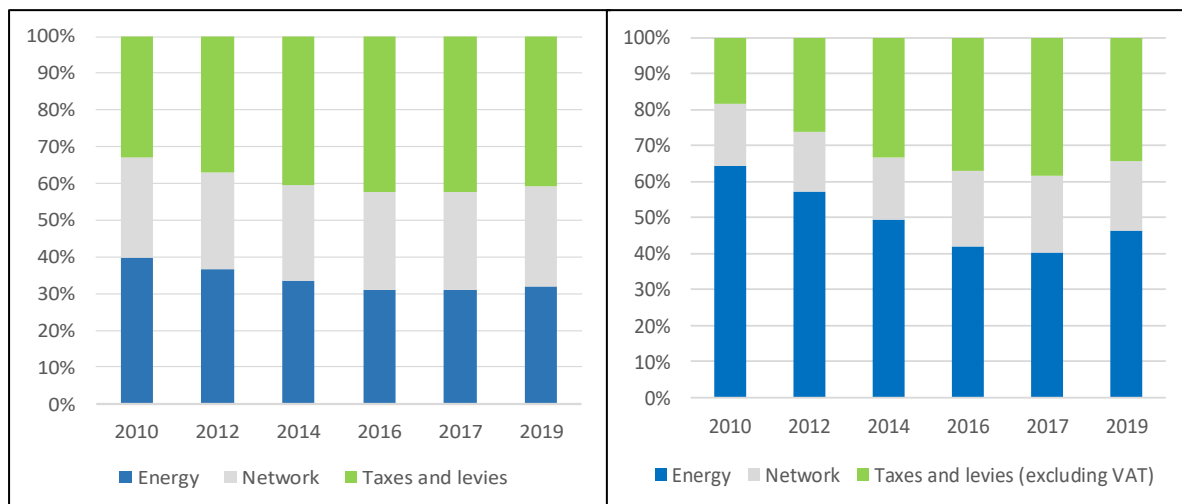


Figura 4.11: Evoluzione della composizione di un consumatore domestico (DC band). Fonte: DG ENER in-house data collection, Eurostat.

Figura 4.12: Evoluzione della composizione di un consumatore Industriale (ID band). Fonte: DG ENER in-house data collection, Eurostat.

Composizione di tasse, oneri e commissioni

L'estrema divergenza tra prezzi all'ingrosso e prezzi al retail impone di indagare le cause che portano ad un aumento dei prezzi per i consumatori finali, quando questi si riducono nel mercato all'ingrosso. In via di primissima approssimazione se la bolletta finale per i consumatori aumenta, mentre il costo dell'elettricità diminuisce, deve esserci, fatalmente, un terzo elemento all'interno della bolletta che aumenta e *tale da* colmare le riduzioni di prezzo all'ingrosso. In altre parole, l'aumento di questa terza componente deve aumentare in maniera più che proporzionale rispetto alla diminuzione della componente energia. La *Figura 4.13* conferma questa intuizione mostrando le singole voci incluse nella categoria più ampia di "tasse e oneri".

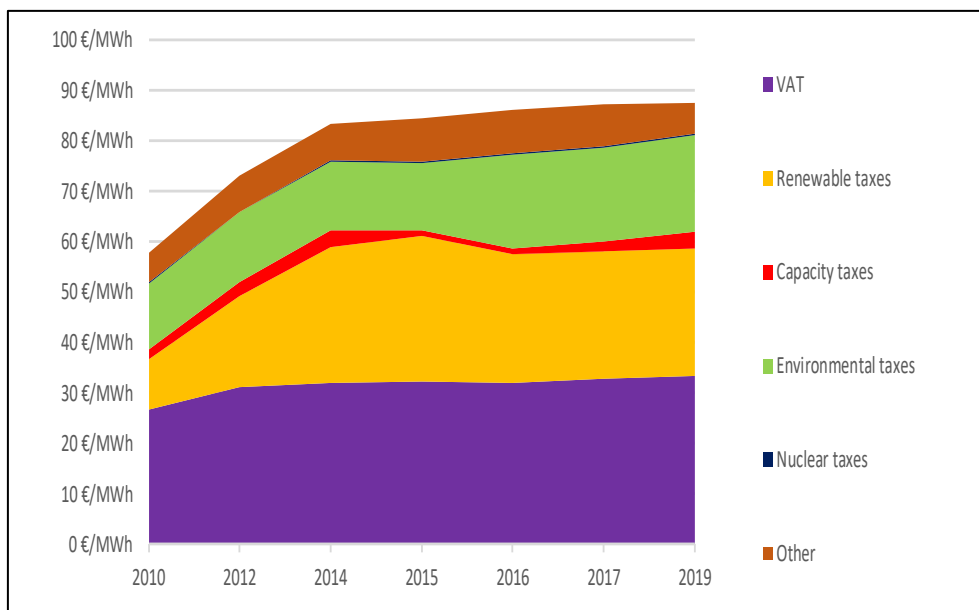


Figura 4.13: Evoluzione di tasse, oneri e addebiti per consumatore domestico (Banda DC), 2010-2019. Fonte: DG ENER in-house data collection, Eurostat.

L'aumento più accentuato si è verificato per i contributi alle rinnovabili. Quest'ultime sono passate da circa 10 EUR/MWh nel 2010 a più di 29 EUR/MWh nel 2015, epoca che segna il suo picco massimo. Da questo momento si può osservare un relativo declino fermandosi nel 2019 ad un valore di 25 Eur/MWh, per un aumento complessivo del 150% nell'intervallo 2010-2019. Solo questa voce rappresenta nel 2019 il 29% di tasse ed oneri vari (esclusi quelli di sistema) e pesa sulla bolletta finale di un consumatore europeo per più del 12%.

Con riferimento all'imposta sul valore aggiunto (IVA o VAT), la componente è aumentata da 27 EUR/MWh sino a 33 EUR/MWh nel 2019. In particolare, l'iva rappresenta, nel 2019, il 38% delle tasse ed oneri totali ed incide per il 16% sull'intero prezzo pagato dai consumatori finali. L'iva è una tassa *ad valorem* e il suo valore assoluto dipende anche dagli altri elementi del prezzo: pur restando invariata l'aliquota iva, un aumento di una voce di prezzo della bolletta (come sussidi alle rinnovabili) condurrà automaticamente ad un suo aumento in valore assoluto.

La Figura 4.14 traccia un quadro statico dei vari oneri per una famiglia nella fascia DC.

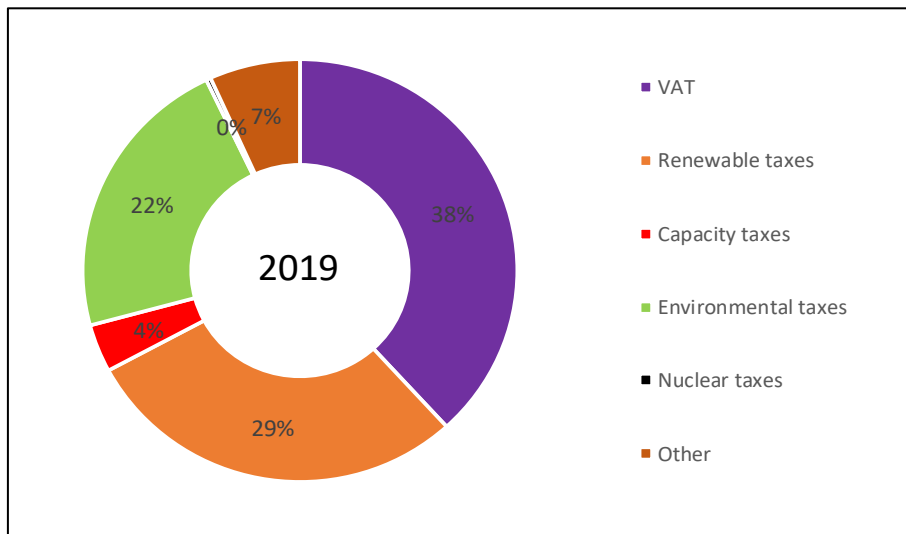


Figura 4.14: composizione di tasse ed oneri per un consumatore domestico (DC band) nel 2019. Fonte: DG ENER in-house data collection, Eurostat.

La Figura 4.15 mostra il punto della situazione per i consumatori industriali (Banda ID). Nel 2019, più della metà (il 59%) della tassazione ed oneri totali è stata assorbita dagli incentivi per le rinnovabili. In particolare, quest'ultime incidono, in media, sulle imprese europee per il 31% del totale della bolletta.

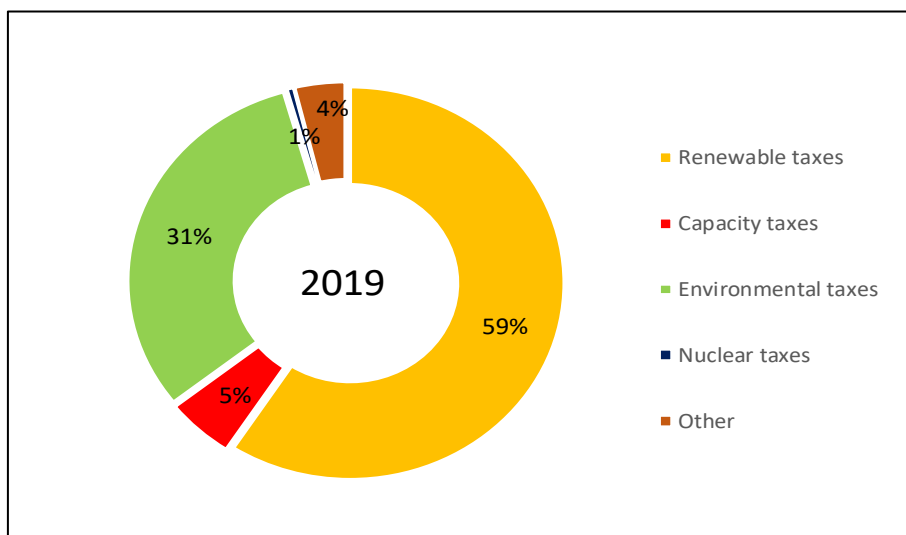


Figura 4.15: Composizione di tasse ed oneri per un consumatore industriale (ID band) nel 2019. Fonte: DG ENER in-house data collection, Eurostat.

Sussidi energetici

Vediamo ora come questi sussidi vengono distribuiti e chi ne trae i maggiori benefici. Per dare un ordine di grandezze cominciamo col dire che nel solo periodo 2008-2018 l'Unione Europea ha stanziato più di 1.497 miliardi in sussidi energetici, per una media di poco meno di 150 miliardi all'anno. La *Figura 4.16* mostra l'evoluzione dei sussidi per ciascuna tecnologia. In particolare, l'aumento dei sussidi in favore delle fonti di energia rinnovabili (FER o FES) ha raggiunto nel solo 2018 una dimensione pari a circa 71.15 miliardi a livello dell'unione, il 260% in più rispetto ai circa 20 miliardi del 2008. In totale dal 2008 al 2018 i sussidi in favore delle FER sono pari 587.50 miliardi. In questa voce, la fonte rinnovabile più incentivata è stata il fotovoltaico registrando un aumento del 595% rispetto al 2008, rappresentando il 40% dei sussidi alle FER (237.37 miliardi).

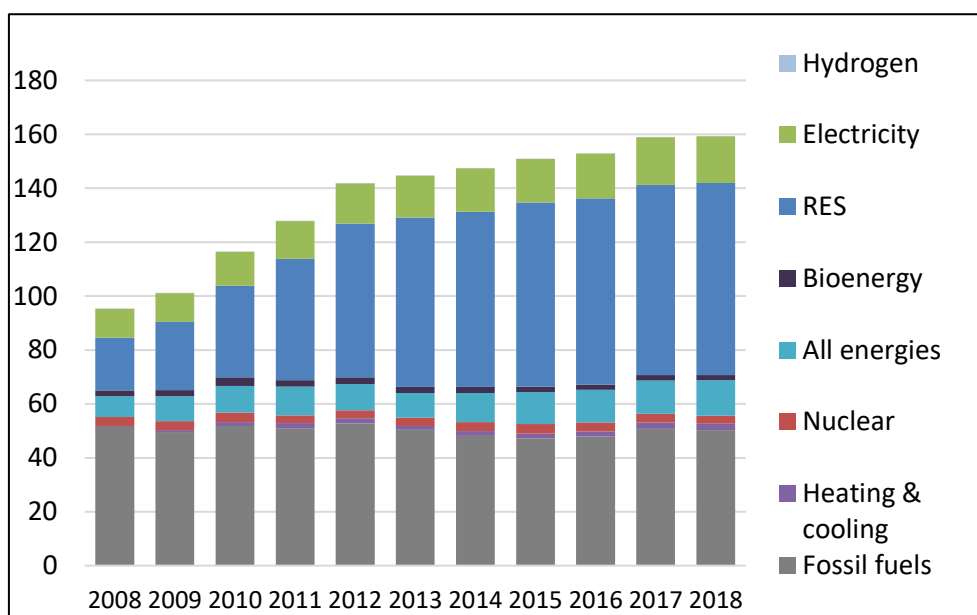


Figura 4.16: Sussidi energetici per categoria (2018bn, UE27). Fonte: elaborazione su dati IEA (International Energy Agency).

La *Figura 4.17* cerca di approfondire il tema dei sussidi pubblici guardando non alla tipologia di tecnologia sussidiata bensì il tipo di sussidio erogato.

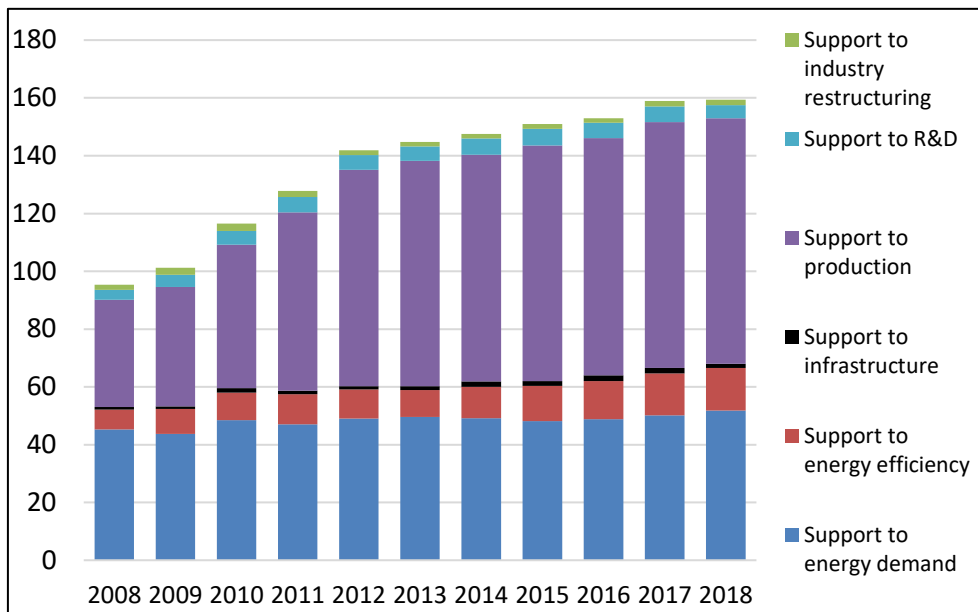


Figura 4.17: Sussidi energetici per tipo (2018bn), UE27. Fonte: elaborazione su dati IEA (International Energy Agency).

Tra il 2008 e il 2018 la voce che ha visto più espandersi è stata quella dei sussidi alla produzione registrando un valore totale di 754 miliardi tra il 2008 e il 2018. Nel solo 2018 i sussidi alla produzione sono stati pari a 85 miliardi, il 129% in più rispetto ai 37 miliardi del 2008. La voce “Ricerca e Sviluppo” rappresenta il 4% del totale dei sussidi erogati tra il 2008 e il 2018, ha registrato un aumento del 32%. Ancora più misero il supporto all’infrastruttura che rappresenta l’1% degli interventi nel decennio considerato.

Il principale beneficiario di questi sussidi è stato il settore elettrico in senso lato che dal 2008 al 2018 è riuscito ad assicurarsi 834,20 dei 1492 miliardi messi a disposizione dall’unione, circa il 56% dell’intero importo erogato (Figura 4.18).

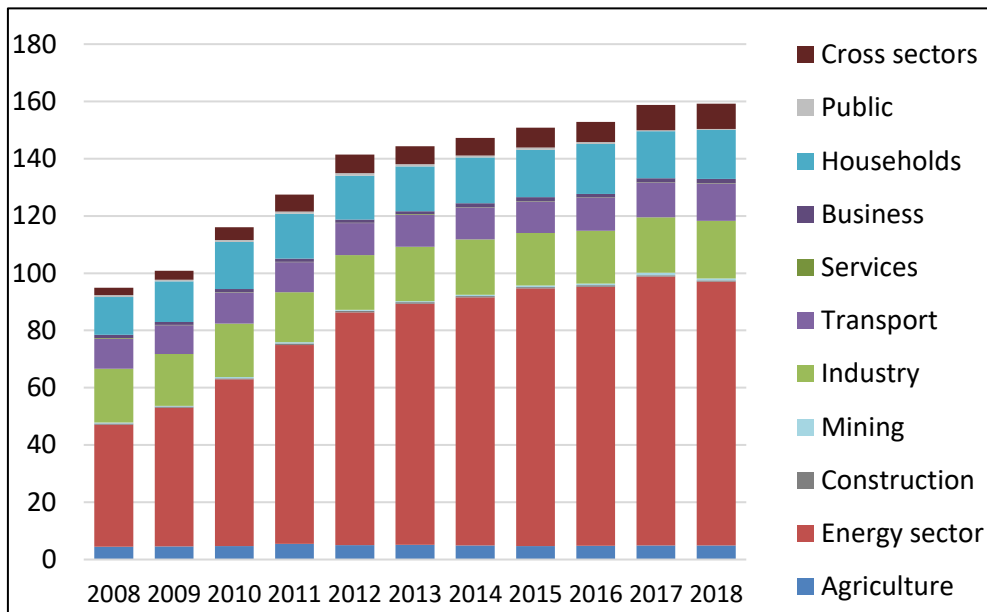


Figura 4.18: Sussidi energetici per settore tipo (2018bn), UE27. Fonte: elaborazione su dati IEA (International Energy Agency).

Dinamiche del mercato elettrico italiano

Dopo aver analizzato le caratteristiche del mercato europeo, valutiamo ora più nello specifico gli andamenti delle variabili di rilievo del mercato italiano. L'analisi sopra svolta rappresenta la cornice che compone il quadro complessivo. Vedremo che alle caratteristiche dell'Unione europea poche saranno quelle peculiari del caso italiano.

Offerta

Prenderei le mosse descrivendo come è caratterizzata la struttura del mercato all'ingrosso in Italia e come sia stato ridotto il peso dell'ex monopolista.

2013

2019

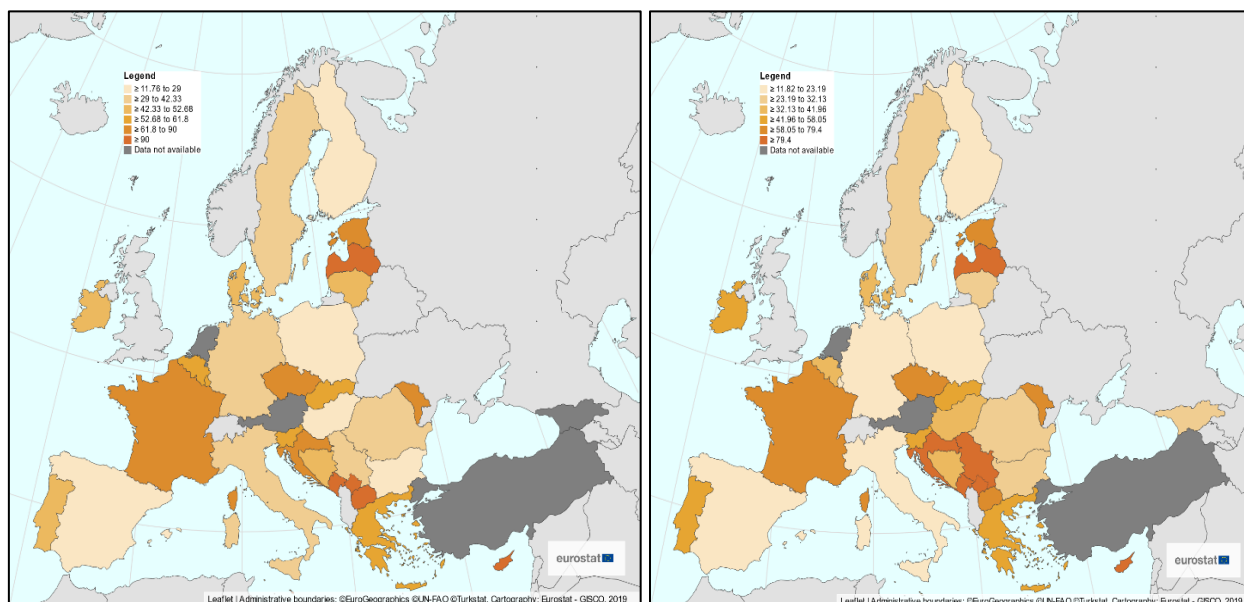


Figura 4.19: quota di mercato della principale impresa sui singoli mercati europei, nel 2013 e nel 2019. Fonte: Eurostat.

La Figura 4.19 mostra la quota di generazione netta prodotta dalle imprese leader per ciascun mercato di riferimento nel 2013 e nel 2019. Nel mercato all'ingrosso si è effettivamente verificata una riduzione della quota dell'*incubent* italiana; così come negli altri paesi europei. Ad oggi, Enel con una produzione netta di 42,5 TWh, controlla circa il 16% della produzione nazionale totale e il 35% delle vendite totali, incluse quelle relative al servizio di maggior tutela. La seconda classe a maggiori vendite, che include cinque gruppi societari (Edison, A, jhera, Expo group e Eni) detiene

il 24,2 % della generazione netta e ha quote di vendita pari al 25,3 % del totale⁵¹. Dunque, complessivamente, i primi sei gruppi industriali coprono il 40% della generazione netta e vendono il 60,8% di tutta l'energia ceduta a clienti finali

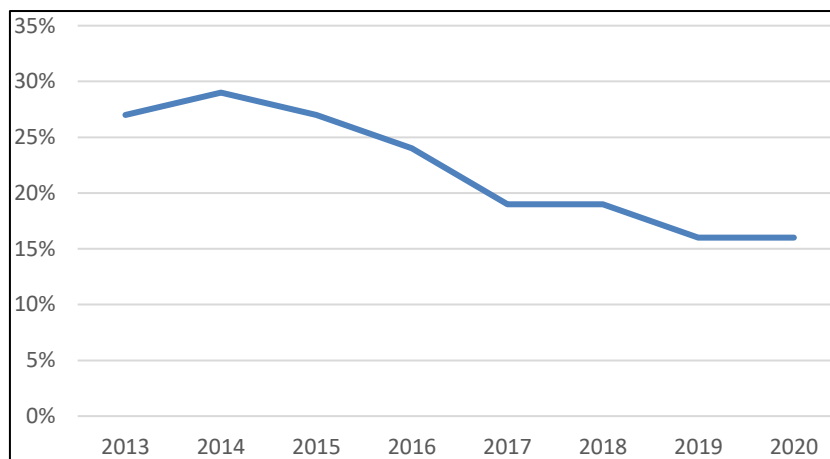


Figura 4.20: Generazione lorda Enel (%) dal 2013 al 2020. Fonte. Elaborazione su dati Eurostat.

In particolare, in Italia Enel deteneva nel 2013 il 27% della generazione lorda, mentre nel 2019 la quota si è ridotta al 16% (Figura 4.20). Similmente in Francia, la quota detenuta dalla maggiore impresa nel 2013 era pari al 76.7%, scendendo al 65% nel 2019.

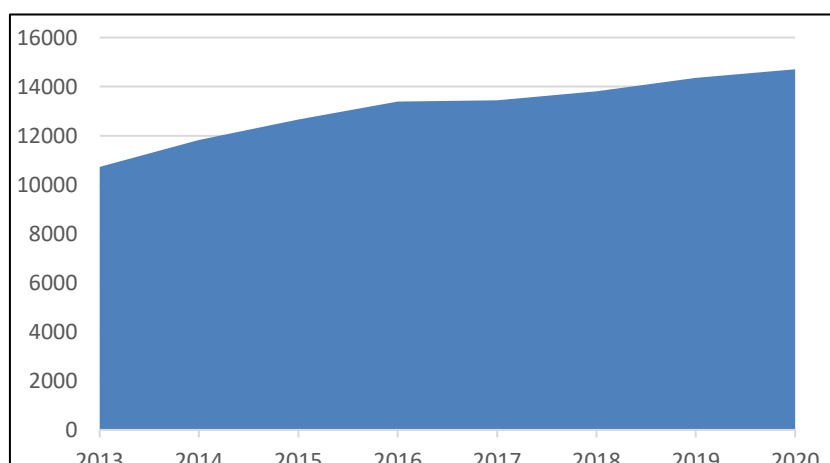


Figura 4.21: Numero di produttori nel mercato elettrico. Fonte: Arera.

⁵¹ Arera, Relazione annuale sui mercati regolati.

In particolare, con riferimento alla nuova capacità di generazione, la *Figura 4.21* mostra il numero di imprese che detengono almeno il 95% della generazione netta di elettricità dal 2013 al 2020.

Con riferimento al periodo in esame, il numero di imprese effettivamente operanti nella generazione è aumentato da 10.730 nel 2013 a 14.709 nel 2020.

Sebbene l'ex monopolista sia stata molto ridimensionata nelle dimensioni, Enel potrebbe comunque essere capace di esercitare un potere di mercato. Infatti, le quote di mercato non sono necessariamente un indice perfetto del potere di mercato (Armstrong, Sappington, 2006) in quanto un generatore potrebbe avere una capacità di alzare i prezzi per i servizi che esso pratica, anche quando si trova in un mercato estremamente competitivo; per la superiorità di un prodotto; o grazie *controllo di determinati input*. Nel caso del mercato elettrico, caratterizzato da una bassa elasticità della domanda e un mercato che segue il *system of marginal price* il possesso strutture tecnologiche più efficienti garantisce la potenzialità nell'esercizio di un potere di mercato anche con basse quote di mercato.

Uno dei molti determinati che hanno contribuito a garantire ad Enel una posizione, comunque, di rilievo può essere ricondotta alla tecnologia di generazione. Come si è visto nel primo capitolo l'elettricità non è un bene omogeneo per i produttori e la tecnologia usata incide in maniera diretta sulla rendita del produttore (tramite l'ordine di merito). Senza dubbio, una delle tecnologie più efficienti è quella idroelettrica e il possesso di queste centrali, deciso durante il processo di liberalizzazione, ha contribuito a garantire a Enel un vantaggio competitivo relativo dettato dalla tecnologia usata. Da questo punto di vista, la *Tabella 4.3* mostra il contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2020. Enel risulta leader incontrastata non solo nel geotermico ma anche nell'idroelettrico con delle quote rispettivamente del 100% e 34.8%

Tabella 4.2: Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2020.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	34,8%	100,0%	6,8%	0,1%	0,6%	22,7%
A2A	9,2%	-	-	0,9%	9,6%	6,1%
Alperia	9,9%	-	-	0,1%	1,4%	4,8%
Edison	6,1%	-	9,1%	0,9%	0,8%	4,4%
CVA	6,4%	-	1,6%	0,1%	-	3,2%
Hydro Dolomiti Energia	6,8%	-	-	-	-	3,1%
ERG	2,3%	-	10,6%	1,6%	-	3,0%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,4%	1,7%
Hera	-	-	-	-	4,7%	0,9%
Falck Renewables	-	-	3,2%	0,2%	1,1%	0,8%
Acea	0,8%	-	-	0,2%	1,9%	0,7%
Ital Green Energy Holding	-	-	-	0,2%	3,7%	0,7%
RWE	-	-	4,1%	-	-	0,7%
Alerion	-	-	3,9%	-	-	0,7%
Dolomiti Energia	1,4%	-	-	-	-	0,6%
Altri operatori	21,0%	-	68,7%	95,8%	74,5%	46,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Domanda

Una componente cruciale nel processo di liberalizzazione è rappresentata dal grado di apertura della domanda. La *Figura 4.22* mostra il grado di apertura della domanda dal 2008 in poi.

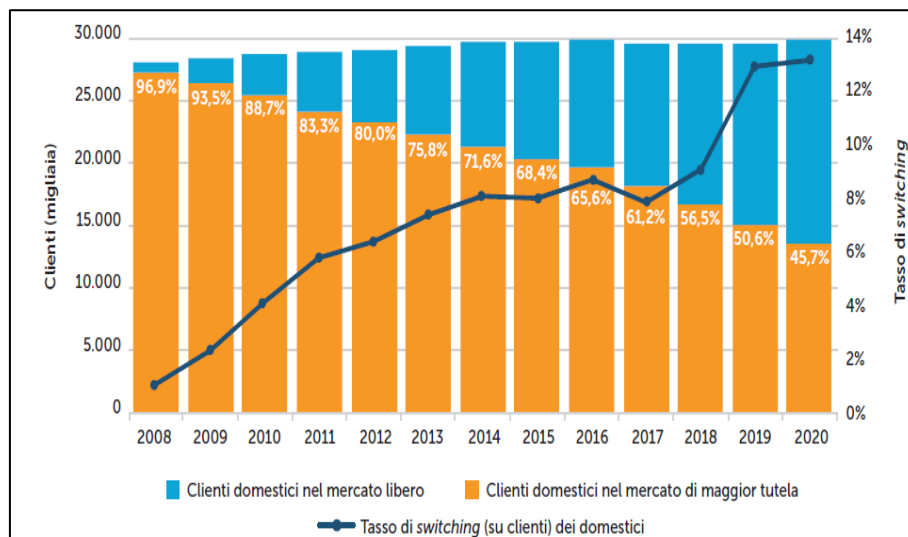


Figura 4.22: Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008. Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,8 milioni, di cui 13,6 serviti nella maggior tutela e 16,2 nel mercato libero. In un contesto di crescita (+290.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2019), è avvenuto il pieno sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 54,3% contro il 49,3% del 2019⁵². Se si osservano i volumi, poi, il superamento del mercato libero è ancora più netto: nel 2020, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 57%, mentre nel 2019 superava di poco la metà, con il 51,7%. Ciò nonostante, come mostrato dalla *Figura 22*, a tredici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora il 45,7% del totale. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli effettuati dai punti di prelievo non

⁵² Arera, indagine annuale sui settori regolati

domestici in bassa tensione, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta ormai molto esigua, solo il 14,7%, dei volumi dell'intero mercato elettrico italiani.

Con riferimento al *tasso di switching* si è rilevato nel 2019 un ritmo piuttosto alto (20%), anche determinato dal progressivo superamento del servizio a maggior tutela deciso dall'Autorità. Sembra suggerire che, nonostante il pendolo e l'incertezza del legislatore, si sia generato nei consumatori più che un clima di fiducia e di una progressiva curiosità nei confronti del mercato libero, anche da parte dei clienti domestici, non strettamente obbligati ad uscire dal servizio di tutela.

Famiglie

Nel periodo precedente l'avvio del processo di liberalizzazione, i consumatori domestici italiani pagavano il 60% in più rispetto alla media dei paesi europei considerati⁵³ (Figura 4.23). La prima Direttiva Europea del 1996 - che segna l'avvio delle liberalizzazioni - non sembra produrre effetti o comunque tali da determinare una convergenza - sino al 2001. Si può ipotizzare che in questo periodo, l'aumento della divergenza, possa essere in parte giustificata dal necessario adattamento alle nuove regole degli operatori economici. Nell'intervallo di tempo considerato si è assistito ed un effettivo processo di convergenza agli altri paesi di riferimento riducendo il *gap* del 15%, al lordo delle tasse, e del 22% al netto di tasse ed altri oneri.

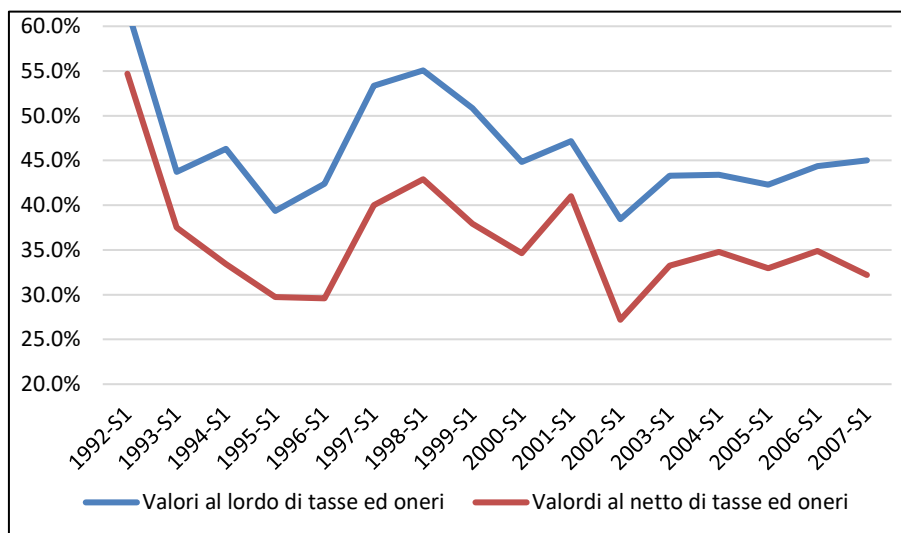


Figura 4.23: Differenza in % tra prezzo pagato da un consumatore domestico italiano rispetto ad un omologo dei paesi considerati, 1992-2007, PPS. Fonte: elaborazione su dati Eurostat

⁵³ Germania, Francia, Regno Unito, Spagna, Grecia e Italia.

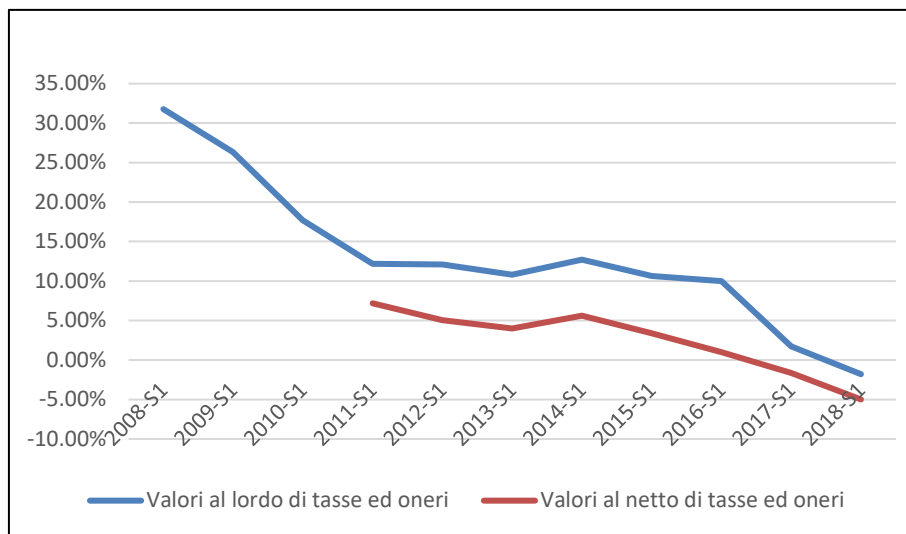


Figura 4.24: Differenza in % tra prezzo pagato da un consumatore domestico italiano (banda DC) rispetto ad un omologo dei paesi considerati, 2008-2019, PPS. Fonte: elaborazione su dati Eurostat

In generale, verso la fine del 2018, il consumatore italiano rappresentativo (fascia DC) è arrivato a pagare, includendo le tasse, meno degli altri consumatori dei paesi considerati (Figura 4.24).

La Figura 4.25 fornisce un quadro statico al 2019 includendo tutti i paesi dell'EU27.

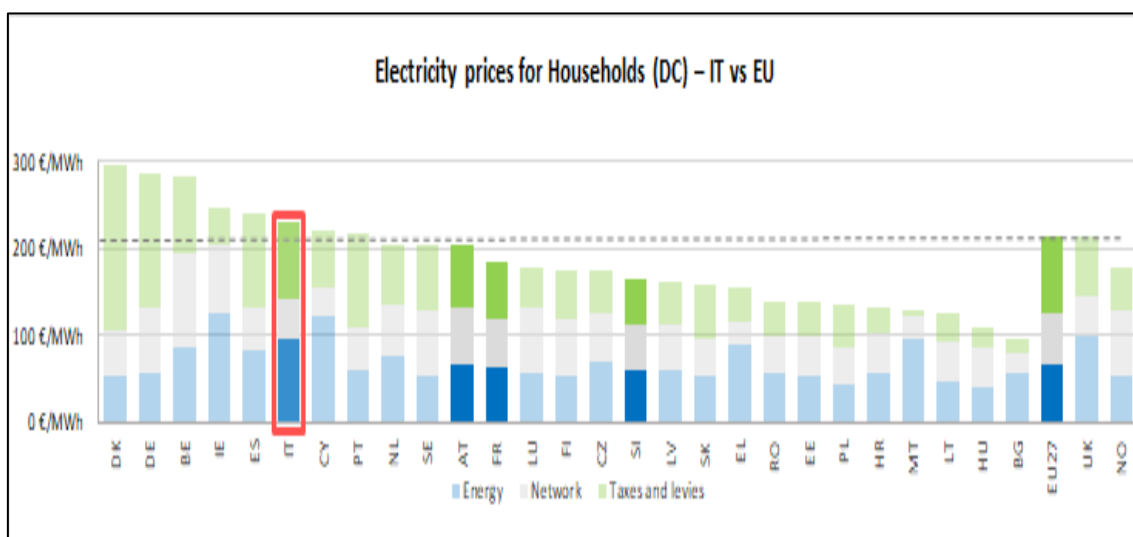


Figura 4.25: Prezzi elettrici per un consumatore domestico (banda DC), EU27, 2019. Fonte: SWD (2020) 951, European Commission.

Imprese

Con riferimento alle imprese italiane (banda IC) queste in un primo momento hanno assistito ad un aumento della divergenza nei confronti degli altri paesi europei considerati; differenza che era pari al 35% nel 2007, tassazione inclusa. (Figura 4.26).

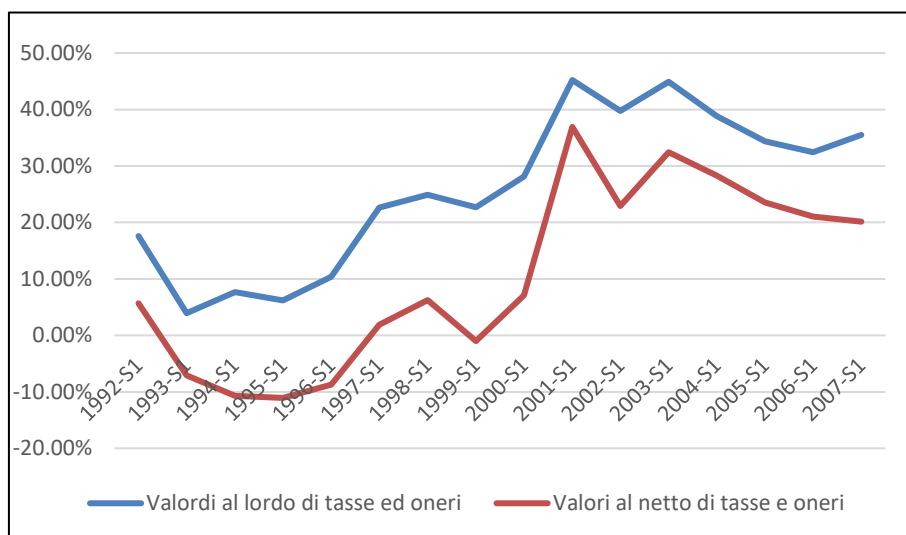


Figura 4.26: Differenza in % tra prezzo pagato da un consumatore industriale italiano rispetto ad un omologo dei paesi considerati, 1992-2007, PPS. Fonte: elaborazione su dati Eurostat

Un fenomeno particolare si verifica a partire dal 2012, sino al 2017 (Figura 4.27). In questo intervallo i prezzi per le imprese italiane, escludendo la tassazione e gli oneri, si sono livellati alla media dei paesi considerati. Tuttavia, i prezzi al netto delle tasse sono rimasti compresi nella fascia 15%-30%, aumentando così il divario tra prezzi al lordo e al netto delle tasse.

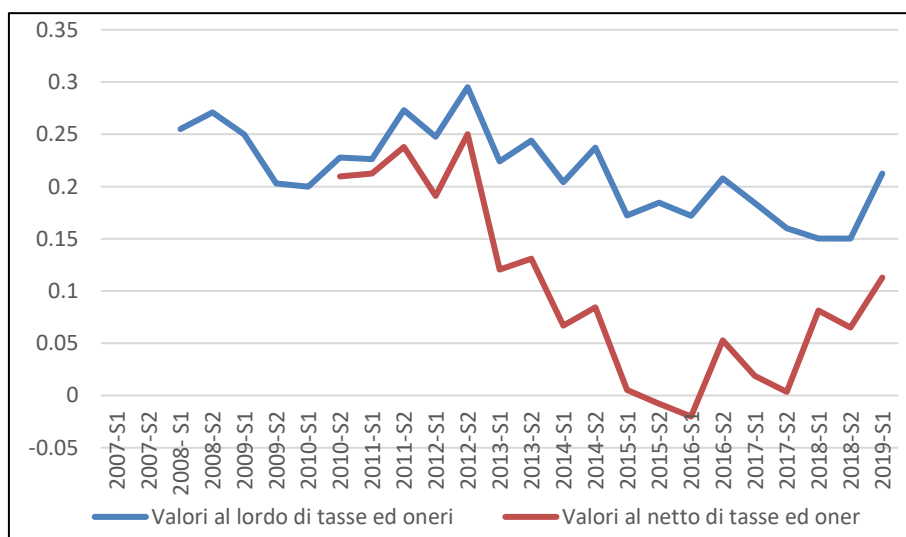


Figura 4.27: Differenza in % tra prezzo pagato da un consumatore industriale italiano.

Questo fenomeno è in linea con le evidenze presentate per l'unione nel suo complesso. Una prima lettura che si potrebbe dare è che, nonostante i prezzi al lordo delle tasse hanno registrato una convergenza con i paesi considerati, l'aumento di tasse ed oneri ha lasciato immutata la differenza tra prezzi pagati dalle imprese italiane e prezzi pagati dalle imprese dei paesi considerati.

La Figura 4.28 mostra un quadro statico al 2019, estendendo l'analisi ai paesi dell'UE27.

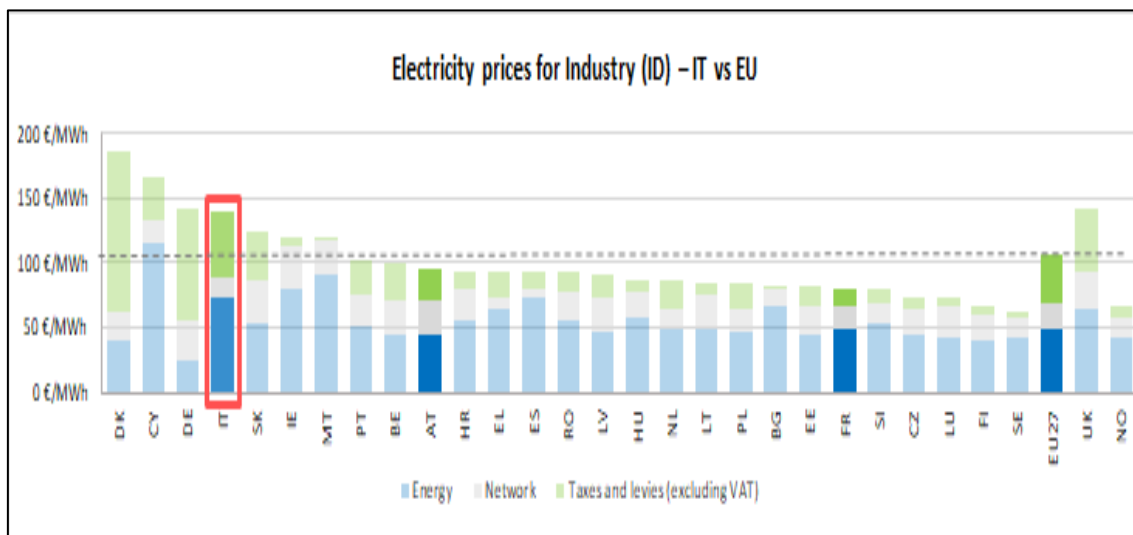


Figura 4.28: Prezzi elettrici per un consumatore industriale (banda ID), EU27, 2019. Fonte: SWD (2020) 951, European Commission

Composizione della bolletta elettrica

La Figura 4.29 mostra la composizione di una bolletta tipo per un consumatore domestico (Banda DC). Come si può notare solo il 42% della bolletta totale è spesa per materia energia, il restante 58% è assorbito da imposte, oneri di sistema, trasporto e gestione del contatore. Da questa prospettiva non si apprezza al meglio la componente “spesa per oneri di sistema”.

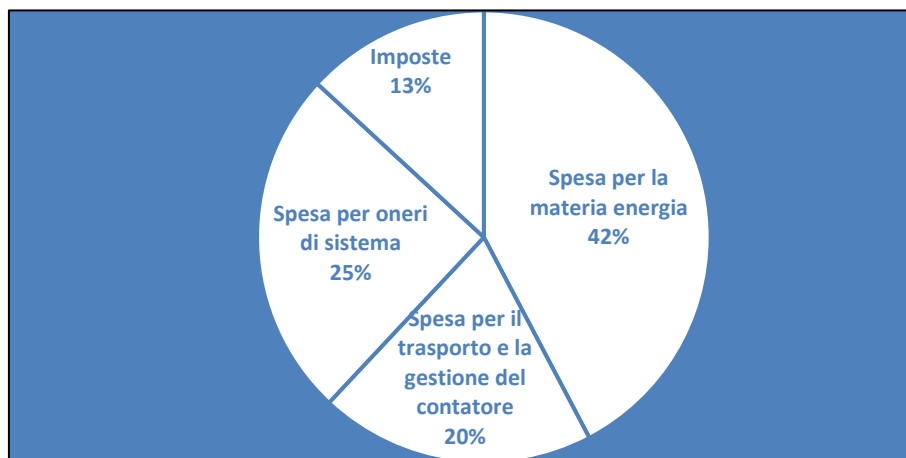


Figura 4.29: Composizione % del prezzo dell'energia II trimestre 2019.

La Tabella 4.5 espone in maniera più completa il dato. Su circa 12 miliardi di componente di oneri di sistema registrati nel 2020 circa 9 di questi (il 70%) costituiscono un sostegno alle fonti rinnovabili.

Tabella 3.5: Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2020(A) (in milioni di euro).
Fonte: Arera, Indagine annuale sui settori regolati.

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A _{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	10.127,00
A _{3*SOS} ^(B)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	8.729,75
A _{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.661,65
A _{91/14SOS} ^(C)	Sconti previsti dal decreto legge n. 91/2014	-264,40
A _{GRIM}	Rimanenti oneri generali	2.283,96
A _{2GRIM}	Oneri per il finanziamento di attività nucleari residue	442,94
A _{3GRIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-
A _{4GRIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	443,53
A _{5GRIM}	Finanziamento della ricerca	50,38
A _{6GRIM}	Bonus sociale	255,51
A _{UC4GRIM}	Imprese elettriche minori	74,83
A _{UC7GRIM}	Efficienza energetica negli usi finali	920,28
A _{5VRIM}	Sviluppo tecnologico	49,45
A _{MCGRIM}	Misure di compensazione territoriale	47,03
TOTALE		12.410,96

La Figura 4.30 consente di apprezzare meglio l'evoluzione degli oneri di sistema - *i.e.*, sostegno alle rinnovabili - nel corso del periodo 2008-2018. Come evince dalla figura a partire dal 2011 sino al 2016 si è verificato un aumento progressivo e costante della componente suddetta. In particolare, dal 2008 al 2018 la componente degli oneri di sistema è aumentata del 157%, con una media annua del 16%.

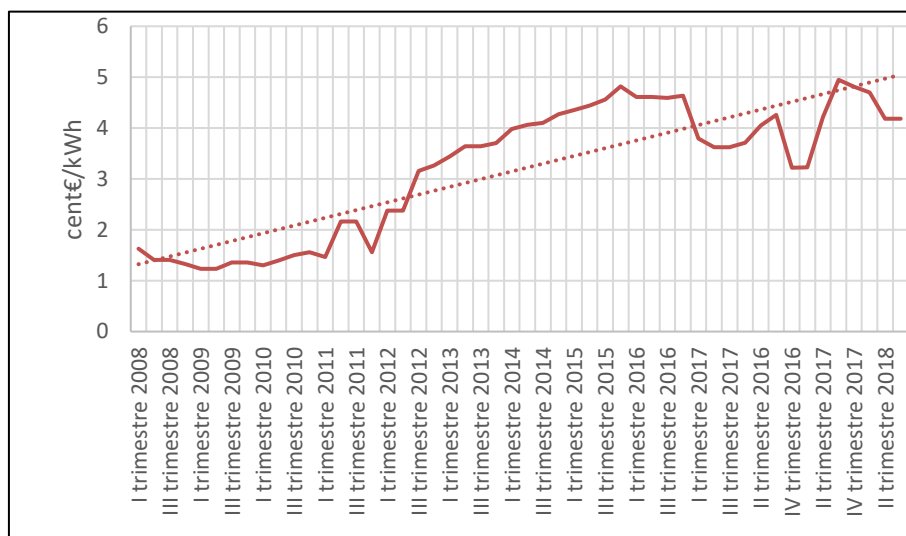


Figura 4.30: Oneri di sistema inclusi in bolletta per un consumatore domestico, cent€/kWh, 2008-2018, linea di tendenza. Fonte: elaborazione su dati Arera.

Sussidi energetici

L'Italia, soprattutto grazie ai prelievi in bolletta, ha erogato generosi sussidi nel periodo compreso tra il 2008 e il 2018 per un totale di 258.66 miliardi al settore energetico, il 45% è stato destinato alla produzione. La percentuale riservata alla ricerca e sviluppo è inferiore alla media europea (2% contro il 4%).

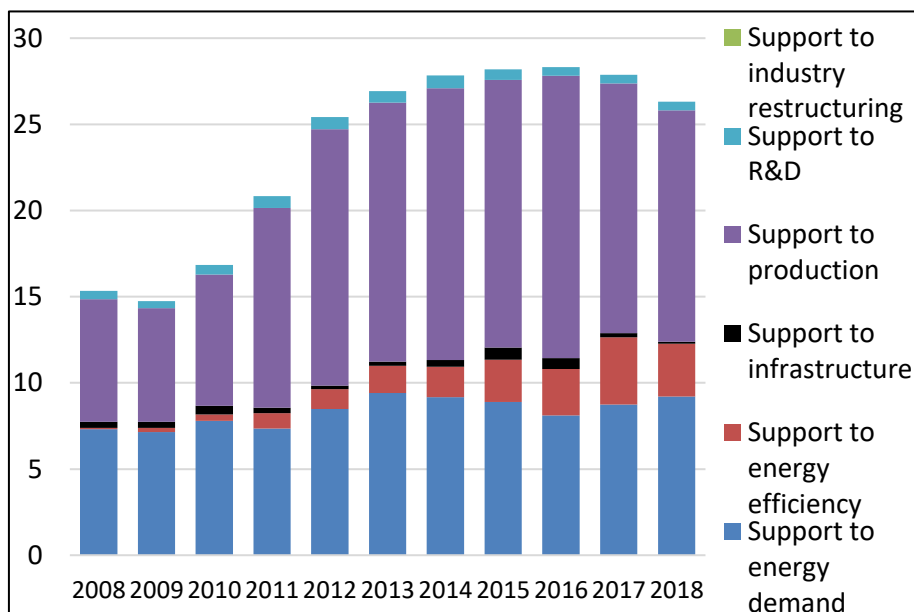


Figura 4.31: Sussidi energetici per tipo (2018bn), Italia. Fonte: elaborazione su dati IEA (International Energy Agency).

Di questi sussidi il 44% è assorbito dalle sole FER che nel 2018 sono state incentivate per 13.05 miliardi, rispetto ai 2.96 miliardi del 2008, per un aumento del 340%. Nell'ambito delle FER, i legislatori italiani hanno investito circa l'11% di queste risorse per promuovere le biomasse, mentre il solare e l'eolico rappresentano, rispettivamente l'8% e il 6% del totale dei sussidi erogati. Con particolare riferimento al fotovoltaico i sussidi sono aumentati nel periodo considerato del 3406%, un aumento del 56% annuo. Sempre tra il 2008 e il 2018 i sussidi totali erogati in favore del solo fotovoltaico ammontano a 58.70 miliardi. In sostanza, le dinamiche osservate in ambito europeo vengo esacerbate nel "caso italiano".

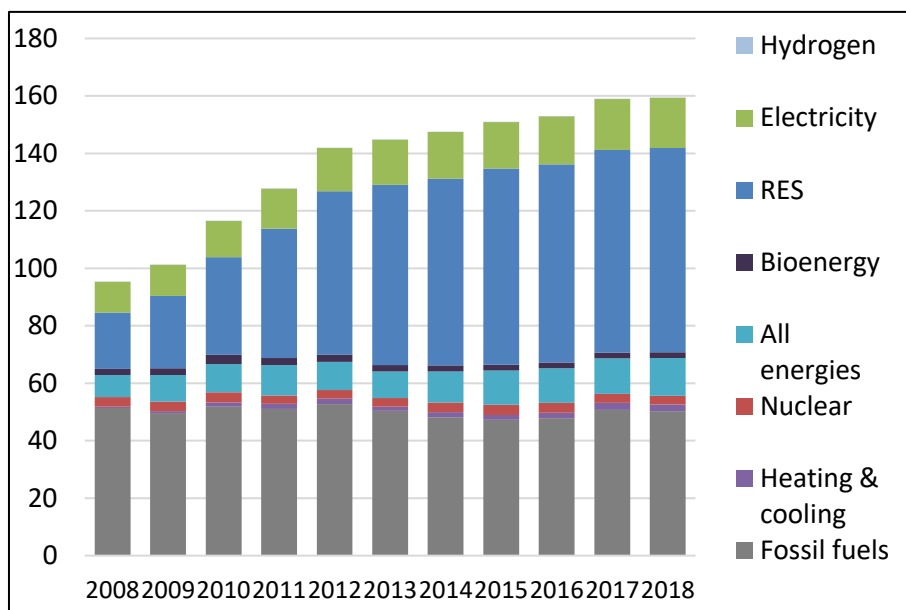


Figura 4.32: Sussidi energetici per categoria (2018bn), ITA. Fonte: elaborazione su dati IEA (International Energy Agency).

La generosità dei sussidi riconosciuti in particolare alla tecnologia fotovoltaica ha sollevato un importante dibattito: perché tecnologicamente non neutrali e sproporzionalmente elevati, sia in valore assoluto sia rispetto a quelli riconosciuti ad altre fonti rinnovabili, elettriche o termiche; o all'efficienza energetica che, ad un molto minor costo, favorirebbe la riduzione delle emissioni e della dipendenza energetica. In particolare, l'AEEG ha stimato che a fronte di un incentivo medio di 100 euro per tep evitata con interventi di efficienza energetica, la produzione di 1 tep da FER termiche richiederebbe un incentivo di 350 euro, da FER diverse dal fotovoltaico 930 euro, da fotovoltaico 3500 euro. In altri termini, a dire dall'Autorità:

“In base a calcoli molto conservativi, nel quinquennio 2005-2009 l'incentivo medio erogato per il risparmio di 1 KWh “addizionale” non ha superato 1,7 cent, a fronte di incentivi per la produzione dello stesso KWh con fonti rinnovabili che sono oggi compresi tra 8 e 44 cent, a seconda del meccanismo di incentivazione.”⁵⁴

⁵⁴ AEEG 2011, Memoria per l'audizione alla commissione ambiente alla camera dei deputati nell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, pas 12/11, p. 36.

Questo eccessivo trasferimento di surplus dai consumatori ai produttori ha sollevato preoccupazioni per gli effetti redistributivi che ne derivano. Al trasferimento di ricchezza dai consumatori ai produttori, a detrimento del welfare dei primi, si aggiungerebbe infatti un *impatto fortemente regressivo* (Figura 4.33) tra le varie classi di consumatori. La domanda di elettricità è ad elevata rigidità sicché l'aumento della bolletta, determinata da queste scelte, ha pesato relativamente di più sulle fasce più povere dei consumatori, accentuando la polarizzazione della spesa per consumi elettrici.

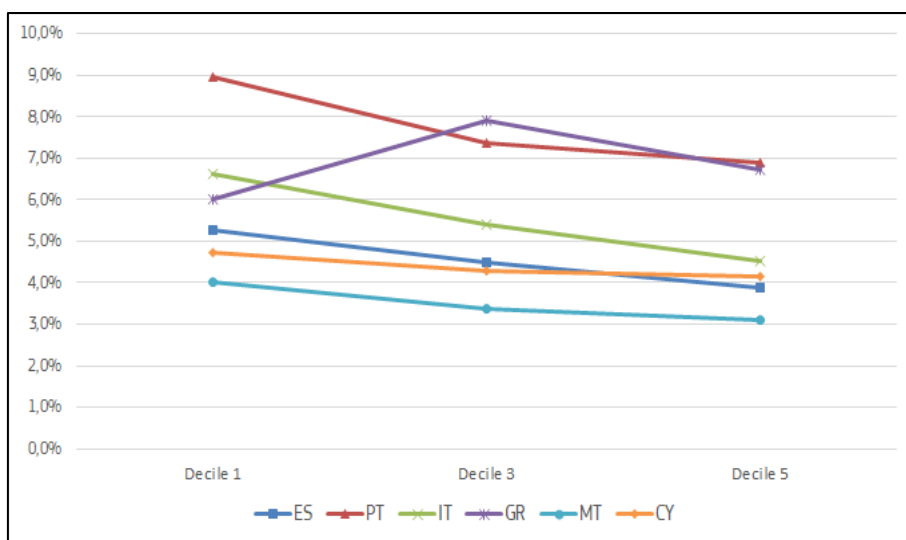


Figura 4.33: Quota del reddito spesa in consumi energetici per decili di reddito, Spagna Portogallo, Italia, grecia, Malta e Cipro. Fonte: DG ENER.

Faiella (Faiella, 2013) ha stimato un aumento del costo dell'elettricità di 16.5 euro/MWh nel 2010, 21 euro/MWh nel 2011, 40,6 euro/MWh nel 2012. Un contributo versato dalle imprese sole imprese quadruplicato in soli tre anni. L'effetto sulla competitività qui è ancor più evidente. Se questa è il modo di attuazione della transizione, questa sarà pure "sostenibile" ma certamente non equa.

L'effetto distorsivo si ha anche con riferimento all'ordine di merito, in quanto un aumento della generazione FER, determinato per la *major pars* dai sussidi, comprime la domanda residua: la parte di carico soddisfatta da generazione termoelettrica. Pertanto, gli impianti marginali più inefficienti, che prima fissavano il prezzo, vengono estromessi dal mercato e, grazie a questo *switch*, il prezzo di chiusura della borsa viene determinato da un impianto marginali meno costo, con una conseguente riduzione dei prezzi elettrici di borsa.

“L’analisi e raccomandazione sui contributi pubblici alle imprese” (Giavazzi *et al.*, 2012) ha argomentato come la presenza di fallimenti di mercato non sia una condizione sufficiente per procedere con l’elargizione di un sussidio. Infatti “a fronte dei benefici che essi possono arrecare, i sussidi possono produrre anche effetti negativi [...] inducendo gli imprenditori al partecipare ad un “mercato politico” in cui vengono distribuiti sussidi, anziché dedicarsi all’attività imprenditoriale”. Il rapporto evidenzia la problematica relativa alla c.d. “ricerca delle rendite” secondo cui “quanto più grandi sono le rendite messe a disposizione dallo Stato, tanto più forte è lo spiazzamento che l’attività di ricerca delle rendite genera. Questa attività non ha solo un effetto redistributivo (dai consumatori che pagano per i sussidi agli imprenditori che li ricevono) ma può ridurre il tasso di crescita complessivo dell’economia drenando risorse dalle attività produttive e spostandole verso l’attività di ricerca delle rendite”⁵⁵. Sempre secondo lo studio in parola, si riconosce una validità, secondo il criterio *dell’addizionalità*, a tutti quei contributi miranti alla ricerca e sviluppo, che in Italia però ammontano al 15% del totale distribuito.

Con questo non si vuole sminuire i nobili fini preposti dai legislatori europei e nazionali, bensì i mezzi per il raggiungimento degli stessi. In particolare, non sarà la tecnologia dell’oggi a rendere sostenibile le nostre società ma solo la tecnologia di domani, finanziata però con la ricerca presente. È vero che non si possono combattere le guerre dell’oggi con i cavalli di domani, ma è altrettanto vero che vi sono dei limiti oggettivi, determinati dalla tecnologia presente, per vincere le guerre di domani. In altre parole, così come la bontà di una politica economica deve essere valutata alla luce *dell’intensità* che il ciclo negativo produce sul sistema economico, allo stesso modo la bontà della transizione oggi in corso deve essere – anche – valutata alla luce dei costi che essa impone alle generazioni presenti.

⁵⁵ Analisi e raccomandazione sui contributi pubblici alle imprese, Giavazzi *et al.*, 2012.

In conclusione, l'Italia a seguito del processo di liberalizzazione ha sperimentato una convergenza dei prezzi all'ingrosso e un minore livello degli stessi. Tuttavia, una caratteristica del mercato elettrico italiano, che si inserisce nelle dinamiche di quello europeo, risiede nella difficoltà di trasferire ai consumatori finali i benefici che sono stati raggiunti nel mercato all'ingrosso. Di qui si evidenzia una differenza strutturale di notevole entità tra prezzi nel mercato all'ingrosso e prezzi al mercato al retail che nel 2017 a livello europeo è stata di circa 160 Eur/MWh per le imprese e 70 Eur/MWh per i consumatori domestici. Una parte di questa divergenza deve essere ricondotta al crescente impegno dei legislatori europei ed italiani alle tematiche di sostenibilità, che hanno determinato un notevole impegno di finanziamento, anche tramite oneri presenti in bolletta.

Effetti sul sistema macroeconomico

Il modello IS-LM-PC

Punto finale di questo lavoro è la comprensione degli effetti sul sistema macroeconomico di un livello dei prezzi energetici, ed in particolare elettrici, elevato - rispetto a quelli degli altri paesi. Nel quarto capitolo si è svolta un'analisi comparativa, le cui conclusioni possono essere così brevemente riassunte: il mercato elettrico europeo (Italia compresa) nonostante sia in grado di assicurare prezzi competitivi nel mercato all'ingrosso, è *incapace* di trasferire questi benefici sui consumatori finali. Questa non è una conclusione particolarmente originale, anche se ha come forza quella di essere legittimata per bocca della stessa Commissione Europea, nel momento in cui essa afferma:

“The fall in the whosales prices has not translated into a reduction in the energy element of retail prices [...]. The results may imply that price competition in a number of retail markets is weak, allowing suppliers to avoid passing on whosale price reductions to retail prices” (EC,2014,7).

Sulla presenza di questa differenza si è lungamente discusso nel capitolo quattro, arrivando a mostrare come *una* delle determinanti di questo *gap strutturale* tra i prezzi all'ingrosso e quello al retail sia da ricercarsi in precise scelte di *policy* che l'Unione Europea ha nel corso del tempo fatte sue. In particolare, da questo punto di vista, non può non annoverarsi - al di là del bene e del male - quella relativa ai sussidi pubblici erogati agli agenti economici per stimolare la transizione verde. Almeno nel caso italiano, questi sussidi sono in larga parte finanziati con tasse ed oneri che accrescono il costo delle bollette, e per famiglie, e per consumatori. È rimandato l'arduo compito di valutare se siano gli “oneri verdi” a giocare il ruolo di principale driver o, di converso, “una debolezza della concorrenza nel segmento al retail”. Indubbiamente sono questi i principali attori. Vediamo ora, tramite un'analisi comparata tra due paesi, gli effetti sul sistema macroeconomico di una divergenza tra i prezzi al retail e prezzi all'ingrosso di due paesi, per ipotesi, in tutto uguali, meno che sul livello dei prezzi al dettaglio, visto che sono questi sono i prezzi che incidono sul

sistema economico: avere degli ottimi prezzi all'ingrosso senza che questi si traducano in un basso livello di prezzi al retail implica solo un accrescimento di surplus da parte di qualcuno rispetto a qualche d'altro. Lo strumento che sembra più affine ad un'analisi di tale genere è il modello IS-LM-PC, nella versione sviluppata da Blanchard. Per la costruzione del modello e delle ipotesi alla base si rimanda all'autore in parola (Blanchard *et al.*, 2021).

Prendiamo le mosse descrivendo l'equilibrio nel mercato del lavoro (*Figura 5.1*), che sarà la determinante per sviluppare la *curva di Philips (PC)*. La costruzione della curva parte dall'equilibrio che il sistema macroeconomico raggiunge nel mercato del lavoro. In particolare, la curva *Wage-Setting (WS)* sintetizza l'andamento dei salari reali, w , in funzione del tasso di disoccupazione, u . In particolare, la curva *WS* ha un andamento decrescente, sotto l'ipotesi che un aumento del tasso di disoccupazione restringa il potere contrattuale dei sindacati – o più in generale dei lavoratori – nei confronti delle imprese. La riduzione del potere contrattuale relativo dei lavoratori è tale da rendere più inclini i lavoratori ad accettare un minore livello salariale.

Passiamo ora alla descrizione della curva *Price-setting (PS)*. Questa sintetizza i prezzi praticati dalle imprese come *mark-up (m)* sul costo del lavoro. Un più alto *mark-up* determina una diminuzione dei salari *reali*. Infatti, ad un dato livello dei salari nominali, l'aumento del *mark-up* delle imprese riduce il potere di acquisto dei lavoratori in termini di beni, che ora costano di più. In altre parole, anche se il salario monetario è rimasto immutato, il salario in termini di capacità di acquisto dei beni si è ridotto. Per includere nel nostro modello gli effetti di un più elevato livello dei prezzi energetici in uno dei due paesi considerati, ipotizziamo che questa componente venga incorporata nel *mark-up* praticato dalle imprese. In particolare, dati due paesi A e B, con uguali *mark-up* praticati dalle imprese, il paese che ha un livello dei prezzi elettrici più elevati (nel nostro caso il paese B) subirà un aumento del livello dei prezzi, incorporato in un aumento del *mark-up* delle imprese. In altre parole, dati i *mark-up* identici in entrambi i paesi (15%) il paese B ha un livello dei prezzi elettrici più elevato del paese A del 5%. Sotto l'ipotesi che tutto il resto non sia dissimile, e che le imprese del paese B non scelgano di ridurre i margini ed assorbire così il maggior livello dei prezzi elettrici, il paese A avrà un *mark-up* di 15%, mentre il paese B del 20% (15%+5%). Infatti, poiché le imprese

del paese B dovranno pagare una quota più elevata in elettricità, i salari che questa potrà elargire saranno minori, *ceteribus paribus*.

Per portare i lavoratori ad accettare un livello salariale più basso, è necessario un tasso di disoccupazione più elevato. Il tasso di disoccupazione che emerge da queste relazioni verrà chiamato *tasso naturale di disoccupazione*. Come mostra la *Figura 5.1*, il paese A, caratterizzato da un livello dei prezzi elettrici più bassi (e quindi da un minore *mark-up*), raggiunge l'equilibrio nel punto A, con un tasso naturale di disoccupazione pari ad u_n . Di converso, il paese B, caratterizzato da un più elevato prezzo dei beni elettrici, e quindi da un *mark-up* più elevato, trova il suo equilibrio nel punto B, in corrispondenza di un valore del tasso naturale di disoccupazione più elevato del Paese A, e pari ad u'_n .

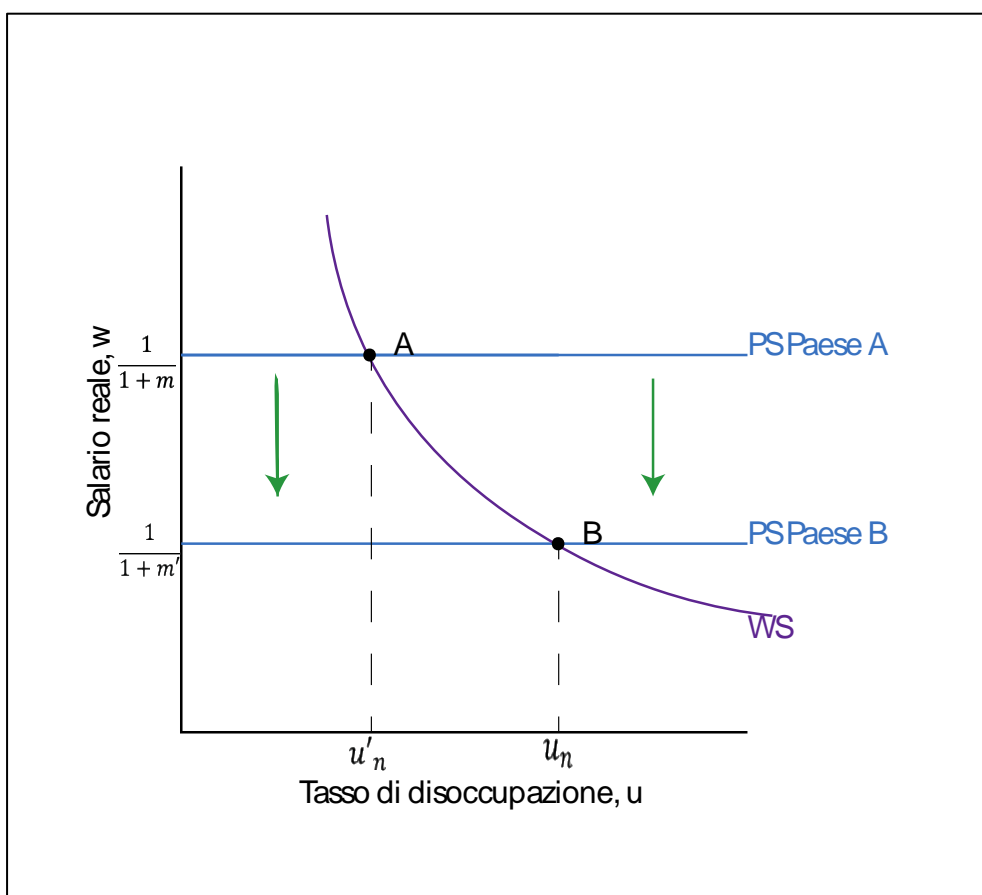


Figura 5.1: Equilibrio nel mercato del lavoro.

Inoltre, poiché un maggiore tasso naturale di disoccupazione si traduce in un minore livello del tasso naturale di occupazione, il paese B avrà un tasso naturale di occupazione più basso rispetto al paese A. Se assumiamo che la relazione tra occupazione e produzione non vari – ovvero che per produrre ogni unità di output sia ancora necessario un lavoratore oltre che l'*input* elettrico- allora la diminuzione del livello di occupazione conduce ad un identico minor livello della produzione potenziale. In altre parole, a parità di altri fattori, un livello dei prezzi elettrici più elevato, implica un livello di produzione potenziale inferiore.

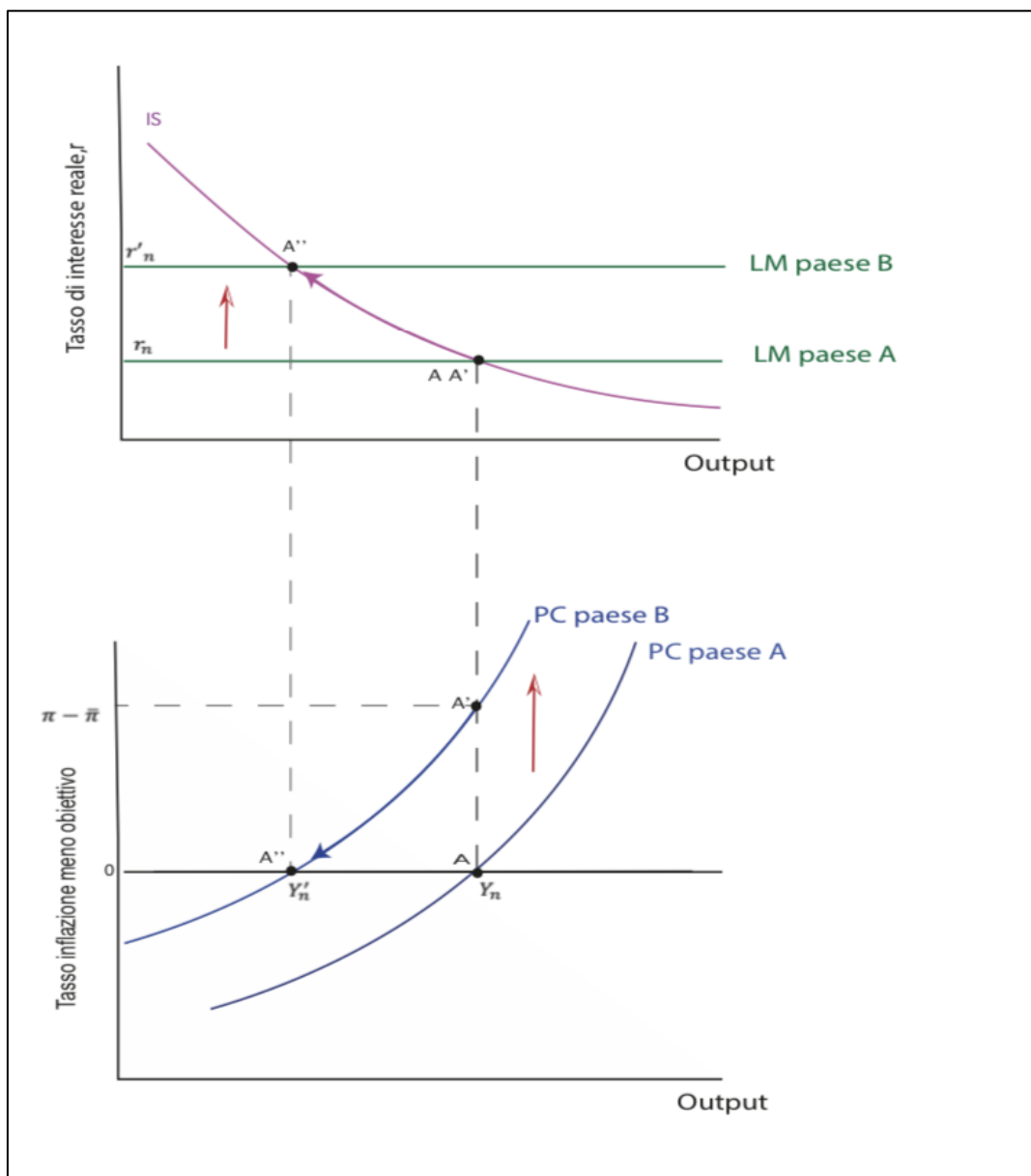


Figura 5.2: Modello IS-LM-PC

La *Figura 5.2* elabora una variante del modello IS-LM che include anche il livello dei prezzi e l'output potenziale. Questo modello restituisce un equilibrio di *medio periodo*, a differenza del tradizionale modello IS-LM. La curva IS rappresenta l'equilibrio del sistema macroeconomico nel mercato dei beni, dove l'investimento deve essere pari al risparmio; la curva LM incorpora l'equilibrio nel sistema finanziario; la curva di Philips è derivata dal mercato del lavoro (*Figura 1*) e sintetizza la relazione tra inflazione e disoccupazione. In particolare, la formulazione è così descritta:

$$\pi - \pi^e = -\alpha(u - u_n) \tag{5.1}$$

Dove, π è il tasso di inflazione, π^e è il tasso atteso di inflazione, u è l'attuale tasso di disoccupazione e u_n è il tasso di disoccupazione definito come *naturale*. È possibile riscrivere l'*equazione 5.1* in termini di output potenziale anziché di disoccupazione nel modo seguente:

$$\pi - \pi^e = -\alpha(Y - Y_n) \tag{5.2}$$

Dove, $Y - Y_n$ è anche definito *output gap* ovvero come differenza tra la produzione attuale (Y) e quella potenziale (Y_n).

Torniamo in *Figura 5.2* Il paese A trova il suo equilibrio nel punto A, dove l'output è al suo potenziale (Y_n^A) così che l'inflazione sarà pari al target fissato (*Figura 2*). Il paese B, identico in tutto per ipotesi al paese A, ha come unica differenza un livello dei prezzi elettrici maggiore, che si traduce in un maggior *mark-up* e quindi ad un maggiore tasso naturale di disoccupazione. Il tasso naturale di disoccupazione incide negativamente sul tasso naturale di occupazione, e tramite questa via, determina una curva di Philips traslata verso l'alto rispetto a quella del paese A. Per il paese B, il punto B' non può essere un equilibrio stabile in quanto, all'output Y_n^A si associa un livello di inflazione superiore a quello target. Se questo disequilibrio tra tasso attuale di inflazione e tasso target ($\bar{\pi}$) permanesse nel tempo, si potrebbe determinare un *disancoramento* delle aspettative di

inflazione nei soggetti economici (come i sindacati), che inizierebbe ad “*anticipare*” gli aumenti del livello generale dei prezzi conducendo ad una spirale *prezzo-salario-prezzo*. Per evitare questo fenomeno, la banca centrale del paese B sarà chiamata ad intervento per far ritornare l’inflazione prossima al suo livello obiettivo. Per fare ciò, è ineludibile una politica monetaria più restrittiva che si traduce in tassi di interesse più elevati e minori investimenti. L’equilibrio nel paese B sarà caratterizzato da un *output* potenziale minore (Y_n^B) e dunque, da un minore livello di occupazione potenziale: le due cose procedono di conserva. Infatti, per il paese B il prodotto potenziale del paese A (Y_n^A) non è sostenibile nel medio periodo, essendo il livello di inflazione superiore a quello obiettivo.

In breve, due paesi identici in tutto tranne che sul livello dei prezzi elettrici - o energetici più in generale - saranno caratterizzati da differenti output potenziali (ed occupazione potenziale). Il paese che ha dei prezzi elettrici più elevati sarà caratterizzato o da maggiore inflazione, a parità di produzione, o da una minore produzione, a parità di inflazione; *tertium non datur*.

Questo schema è applicabile non solo come confronto statico tra due paesi ma anche come un’analisi dinamica nello stesso paese a seguito di uno shock energetico di natura esogena (come la crisi petrolifera degli anni ’70 o lo shock acuito dalla guerra in Ucraina).

Di qui, l’imperativo di rendere effettivi per i consumatori finali i benefici che il processo di liberalizzazione ha portato nel mercato all’ingrosso. Gli strumenti per raggiungere questi fini sono molteplici, dalla “promozioni di condizioni di concorrenza nel mercato al retail” alla riduzione dei sussidi che lo Stato inserisce “in bolletta”. Si noti come quest’ultima soluzione sia una *soluzione di mercato*: infatti non si determinerebbe una soluzione come quella cinese, in cui lo Stato sussidia i produttori o i consumatori spingendo artificialmente i prezzi del retail ad un livello inferiore a quelli nel mercato all’ingrosso, al contrario: si tratterebbe di *ridurre* i sussidi che lo stato finanzia con costi in bolletta, spingendo “naturalmente” i prezzi al retail nelle vicinanze di quelli all’ingrosso.

Conclusioni

Con riferimento al processo di liberalizzazione e all'evoluzione del mercato elettrico si può notare come:

1. Il concetto di liberalizzazione deve essere valutato contestualizzandolo alla luce del paese e delle modalità concrete in cui esso è attuato: il percorso che porta alla rimozione di posizioni di monopolio e all'istaurazione di un clima favorevole alla concorrenza non è unico. Le modalità in cui le liberalizzazioni vengono effettuate sono la componente alla luce delle quali devono essere valutati i risultati;
2. In Europa è emerso un quadro relativamente frammentato, con paesi che hanno proceduto in maniera più decisa nell'apertura dei mercati elettrici e paesi che hanno scelto soluzioni più prudenti;
3. Nonostante questa relativa eterogeneità nell'applicazione, le Direttive europee hanno avuto un impatto importante nel ridisegnare la struttura dei mercati elettrici europei. In particolare, le *ex-incident* europee hanno assistito ad un progressivo ridimensionamento;
4. Il mercato elettrico italiano è tra quelli in cui è assicurata una maggiore competitività, sia con riferimento al tipo di *unbundling* adottato sia con riferimento all'indipendenza ed ai poteri dell'Autorità;
5. Il mercato elettrico all'ingrosso europeo garantisce prezzi competitivi, in linea con i principali paesi del G20. Tuttavia, questi benefici non vengono trasmessi al consumatore finale. Nel periodo in esame, si è assistito ad un aumento della differenza tra i prezzi al mercato del mercato all'ingrosso e prezzi al mercato al retail;
6. Una parte di questa divergenza è spiegata dall'aumento sostenuto dei sussidi energetici finanziati, almeno in Italia, con costi in bolletta. Questi costi sono in costante aumento dal 2008, a seguito del crescente impegno sul fronte della "transizione energetica";
7. Un elevato livello dei prezzi elettrici ha effetti negativi sul sistema economico in termini di una *minore* produzione (ed occupazione) potenziale e di una *maggiore* inflazione.

Per promuovere un minor livello dei prezzi elettrici sembra ineluttabile un maggior impegno volto al perfezionamento del Mercato Unico europeo per l'elettricità, che promuoverebbe una maggiore convergenza dei prezzi elettrici tra i vari paesi membri.

Inoltre, sembra anche opportuno ridurre il divario tra i prezzi all'ingrosso e quelli al retail. Ciò potrebbe avvenire sia tramite la promozione di condizione di concorrenza nel mercato al retail, come suggerito dalla Commissione, sia tramite una rivalutazione dei sussidi. Se non si vuole procedere con una riduzione dei sussidi, lo scorporamento delle fonti rinnovabili dal mercato elettrico tradizionale assicurerebbe ai consumatori-contribuenti, che finanziano - in parte - lo sforzo "green" quello di riceverne anche i benefici in termini un minor peso della spesa per elettricità: infatti, le FER sono caratterizzate da alti costi di investimento, incentivati nei modi sopra descritti, ma da bassi costi marginali. Il sistema attuale assicura ai produttori un minor costo dell'investimento ma un elevato ricavo marginale, secondo il criterio dell'ordine di merito. La creazione di un mercato parallelo assicurerebbe un ricavo marginale in linea con il costo marginale, ripagando i consumatori e le imprese che - in parte - finanziano l'investimento stesso, in termini di un minor prezzo per l'elettricità.

Opere citate

- Arera. «Indagine Annuale sui Settori Regolati.» 2020.
- Arera. «Relazione Annuale sui Settori Regolati.» 2019.
- Armstrong, Mark, e David E. M. Sappington. «Regulation, Competition, and Liberalization.» *Journal of Economic Literature*, 2006: 325-366.
- Blanchard, Oliver, e Alessia Amighini Francesco Giavazzi. *Macroeconomics: A European Perspective*. Pearson, 2021.
- Carlton, Dennis W., e Jeffrey M. Perloff. *Organizzazione industriale*. McGraw-Hill Education, 2013.
- Clarich, M. *Autorità indipendenti. Bilancio e prospettive di un modello*. Bologna: il Mulino, 2005.
- Clarich, M., e F. Scalfani. «Liberalizzazione e Regolazione del mercato italiano: l'Autorità.» In *Riforme elettriche tra efficienza ed equità*, di A. Clò, S. Clò e F. Boffa, 335-354. Bologna: il Mulino, 2014.
- Clò, A. «La Direttiva elettrica europea fra concorrenza e interesse generale.» *L'Industria*, 1999.
- Clò, Alberto. *Riforme elettriche tra efficienza ed equità*. il Mulino, 2014.
- Clò, Alberto, Stefano Clò, e Federico Boffa. *Riforme Elettriche tra Efficienza ed Equità*. Bologna: il Mulino, 2014.
- Coase, R. «The Marginal Cost Controversy.» *Economica*, 1946: 169-173.
- Codognet, M.K., J.M. Glachant, F. Leveque, e M.A. Plagnet. *Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector: Cases and Patterns*. Paris, 2003.
- Commissione Europea. *Direttiva 2003/54/CE*. s.d.
- . *Direttiva 2009/72/CE*. s.d.
- . *Direttiva 96/92/CE*. s.d.
- Commissione Europea. «SWD (2020) 951.» Brussels, 2020.
- Cremer, H., F. Gasmi, F. Grimaud, e J. Laffont. *The Economics of Universal Service: Theory*. The Economic Development Institute of the World Bank Working Paper., 1998.
- Department of Trade and Industry . *The Energy Challenge* . Londra: Energy Review Report, 2006.
- European Commission . *Energy Prices and Costs in Europe* . COMM 21, 2014.
- europee, Commissione comunità. «Libro Verde sui Servizi di Interesse Generale COM (2003).» 2003.

- Francisci, L.D. «Trasparenza e concorrenza nel mercato elettrico italiano.» 2014.
- Gelman, Judith R., e Steven C. Salop. «Judo Economics: Capacity Limitation and Coupon Competition.» *The Bell Journal of Economics*, 1983: 315-325.
- Giavazzi, Francesco, Marco D'Alberti, Alfredo Moliterni, Alberto Polo, e Fabiano Schivardi. «Analisi e Raccomandazioni sui Contributi Pubblici alle Imprese.» Milano, 2012.
- Glachant, J.M, e F. Leveque. «The Electricity Internal Market in the European Union: What to do Next?» In *Electricity Reform in Europe*, di J.M. Glachant e F. Leveque. Cheltenham: Edward Elgar, 2009.
- Glachant, J.M., e D. Finon. *Competition in European Electricity Markets, a Cross Country Comparison*. Cheltenham, UK, 2003.
- Hancher, L. «Slow and Not So Sure: Europe's Liberalization.» *The Electricity Journal*, 1197: 10.
- Hattori, T., e M. Tsutsui. «Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry: A Panel Data Analysis for Oecd Countries.» *Energy Policy*, 2004: 27-29.
- Hunt, S. *Making competition work in electricity*. New York: Wiley, 2002.
- Leveque, F., e R. Monturus. *Mergers and Acquisitions Within the European Electricity and Gas Sectors: Cases and Patterns*. Parigi, 2008.
- Pollitt, Michael. «Electricity Liberalisation in the European Union: A Progress Report.» 2009.
- Pollitt, Michael. «The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment.» 2019.
- Polo, Michele, e Carlo Scarpa. «The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy.» 2003.
- Salop, e Scheffman. *A Bidding Analysis of Special Interest Regulation: Raising Rivals' Cost in Rent-Seeking Society*. Federal Trade Commission, 1984.
- Sappington, D.E.M., e J. Stiglitz. «Privatization, Information, and Incentives .» *Journal of Policy Analysis*, 1987: 6-10.
- Scharer, F.M. *Industrial Market Structure and Economic Performance*. Chicago, 1980.
- Schmalensee, R. *Handbook of Industrial Organization* . Amsterdam: North Holland, 2001.
- Scognamiglio, Carlo. *Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti*. Luiss University Press, 2006.
- Sharkey, William. *The Theory of Natural Monopoly*. New York: Cambridge University Press, 1982.

- Shleifer, A. «State versus Private Ownership.» *The Journal of Economics Perspectives*, 1998.
- Shleifer, A., e R.W. Vishny. «Politicians and Firms.» *The Quarterly Journal of Economics*, 1994: 109-113.
- Terna. «Piano di Sviluppo.» 2011.
- Thomas, S. «Riforma del mercato elettrico britannico e nuovo programma nucleare.» In *Riforme elettriche tra efficienza ed equità*, di A. Clò, S. Clò e F. Boffa, 205-218. Bologna: il Mulino, 2014.
- Tirole, J. *The Internal Organization of Government*. Oxford Economic Papers, 1994.
- Trinomics. «Study on Energy Prices and Subsidies and their impact on Industry and Households.» 2017.
- Varian, Hal R. *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach*. WW Norton & Co; Eighth International Student, 2014.
- Vickers, J., e G. Yarrow. *Privatization: An Economic Analysis*. Cambridge: MIT press, 1998.
- Zweifel, P., e et al. *Energy Economics*. Springer International Publishing, 2017.