



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

A.a. 2023/2024

Sessione di Laurea Dicembre 2024

**Verso il mercato libero dell'energia
elettrica in Italia: analisi degli effetti della
fine del servizio di maggior tutela**

Relatore:

Ch.mo prof. Carlo Cambini

Candidato:

Gerardo Ruotolo

Indice

Abstract.....	3
CAPITOLO 1: il mercato dell'energia elettrica.....	4
1.1 - L'energia elettrica: un asset essenziale	4
1.2 – Caratteristiche del mercato dell'energia	7
1.3 - La filiera dell'energia elettrica	9
1.3.1 - Produzione	11
1.3.2 - Trasmissione e dispacciamento	15
1.3.3 - Distribuzione	17
1.3.4 - Vendita	19
1.4 - Storia del mercato italiano dell'energia elettrica.....	21
1.5 - Il mercato tutelato.....	24
1.6 - Il contesto europeo	27
1.7 - La fine del mercato tutelato.....	29
CAPITOLO 2 – dinamiche di liberalizzazione nel contesto europeo.....	31
2.1 - Confronto tra modelli di liberalizzazione.....	31
2.1.1 - Il caso della Norvegia.....	32
2.1.2 - Il caso del Portogallo	36
2.1.3 - Il caso del Regno Unito	40
2.2 - Il grado di concorrenza e il pass-through dei costi.....	47
2.2.1 – Il caso tedesco	49
2.2.2 - Particolarità del mercato elettrico in Germania.....	51
2.3 - Verso un mercato unico	55
2.3.1 - Il mercato europeo	57
2.3.2 - Nascita del Nord Pool.....	59
CAPITOLO 3: gli effetti dell'annuncio della riforma	62

3.1 - La domanda: tasso di switching e percentuale di utenti nel mercato libero	62
3.2 - L'offerta: numero di operatori attivi e quote di mercato	65
3.3 - Analisi del Database Portale Offerte	69
3.3.1 - Tipologia di offerte	70
3.3.2 – Tipologie di clienti	72
3.3.3 - Componenti di prezzo.....	72
3.4 - Stima della spesa media annua	73
3.4.1 - Le formule	73
3.4.2 – Formule per offerte a prezzo fisso	74
3.4.3 – Formule per offerte a prezzo variabile.....	74
3.5 - Dati numerici e risultati conseguiti.....	75
3.5.1 - Andamento della spesa media annua per la componente energia.....	75
3.5.2 - Numero di nuove offerte pubblicate	80
3.5.3 - Numero di offerte per regione e per provincia	81
3.5.4 - Analisi di regressione	87
Possibili sviluppi futuri.....	90
Conclusioni	92
Bibliografia e sitografia	94
Bibliografia	94
Sitografia.....	94

Abstract

Il mercato dell'energia elettrica in Italia prevedeva, fino al mese di luglio 2024, la distinzione delle tariffe in "mercato libero" e "regime di maggior tutela". L'ultima di una serie di riforme, che hanno avuto l'obiettivo di aumentare la concorrenza nel settore dell'energia, ha disposto la fine del mercato tutelato e il passaggio di tutti gli utenti, ad eccezione di alcune categorie protette, al mercato libero. Nella prima parte si analizza la struttura della complessa filiera dell'energia elettrica, la sua evoluzione nel corso del tempo attraverso le riforme che hanno caratterizzato il settore, oltre che la forma di mercato peculiare di ogni segmento. Successivamente vengono esaminati i percorsi storici e gli effetti della liberalizzazione del mercato dell'energia in altri Paesi dell'area europea, non solo con lo scopo di cogliere possibili similarità o differenze e di fare previsioni degli effetti attesi sull'Italia, ma anche di vagliare i possibili aspetti vantaggiosi o svantaggiosi della creazione di un mercato unico europeo. Infine, l'analisi si concentra sull'ultimo segmento della filiera oggetto delle riforme di liberalizzazione: la vendita al cliente finale. Viene esaminato il database composto dai dati raccolti da tutte le offerte pubblicate dai venditori finali di energia elettrica sul portale dell'Autorità italiana di Regolazione dell'Energia, nel periodo da gennaio 2023 a luglio 2024 (i mesi immediatamente precedenti la fine del regime di maggior tutela). Anche attraverso l'utilizzo di formule che consentono l'analisi quantitativa dei dati, si indagano le conseguenze dell'annuncio della riforma in termini di concorrenza e di andamento della spesa media per i clienti domestici. L'energia elettrica, asset storicamente fondamentale per lo sviluppo industriale, sta diventando una risorsa sempre più indispensabile anche grazie alla diffusione della mobilità elettrica e di tecnologie informatiche che ne aumenteranno, nei prossimi anni, la domanda. Questo accresce l'importanza di concentrare gli sforzi nel renderla un bene disponibile a condizioni di mercato sempre più accessibili a tutti e sostenibili dal punto di vista economico, ambientale e sociale.

CAPITOLO 1: il mercato dell'energia elettrica

1.1 - L'energia elettrica: un asset essenziale

L'energia elettrica rappresenta un asset essenziale per una serie di fattori legati alla transizione ecologica, all'evoluzione tecnologica e ai cambiamenti economici e climatici che hanno caratterizzato gli ultimi anni.

Con l'aumento delle preoccupazioni legate al cambiamento climatico, i governi e le imprese hanno avviato la transizione verso fonti di energia rinnovabili come solare, eolico e idroelettrico. L'elettricità prodotta da fonti rinnovabili è considerata un modo efficace per abbattere le emissioni di gas serra, sostituendo i combustibili fossili in settori cruciali come il trasporto, il riscaldamento e l'industria. Infatti, molti settori tradizionalmente alimentati da combustibili fossili stanno operando la transizione verso l'elettricità: oltre al trasporto, anche l'industria pesante, come quella dell'acciaio e del cemento, sta cercando di elettrificarsi per ridurre le proprie emissioni di carbonio.

L'aumento della produzione e della diffusione di veicoli elettrici ha aumentato significativamente la domanda di elettricità. Con molti paesi che introducono politiche per eliminare gradualmente i veicoli a combustione interna, l'infrastruttura per la ricarica elettrica sta diventando essenziale.

L'economia globale, inoltre, è sempre più dipendente dalle infrastrutture digitali e dall'innovazione tecnologica e, soprattutto, dai Big Data che sono considerati il “nuovo petrolio”. 5G, intelligenza artificiale, Internet delle cose e crescita dell'industria dei dati richiedono enormi quantità di elettricità. Inoltre, data center, server e la miriade di dispositivi a cui sono connessi dipendono da un flusso costante e costante di energia elettrica. Di conseguenza, garantire che l'energia sia fornita in modo sicuro e costante è diventata una questione di primaria importanza. Ciò è particolarmente importante quando si considera il quadro geopolitico globale, che è diventato sempre più instabile. I blackout energetici possono avere impatti devastanti sull'economia e sulle società, spingendo i governi a investire in reti elettriche intelligenti, capaci di gestire in modo efficiente la domanda e di integrare le fonti di energia distribuite.

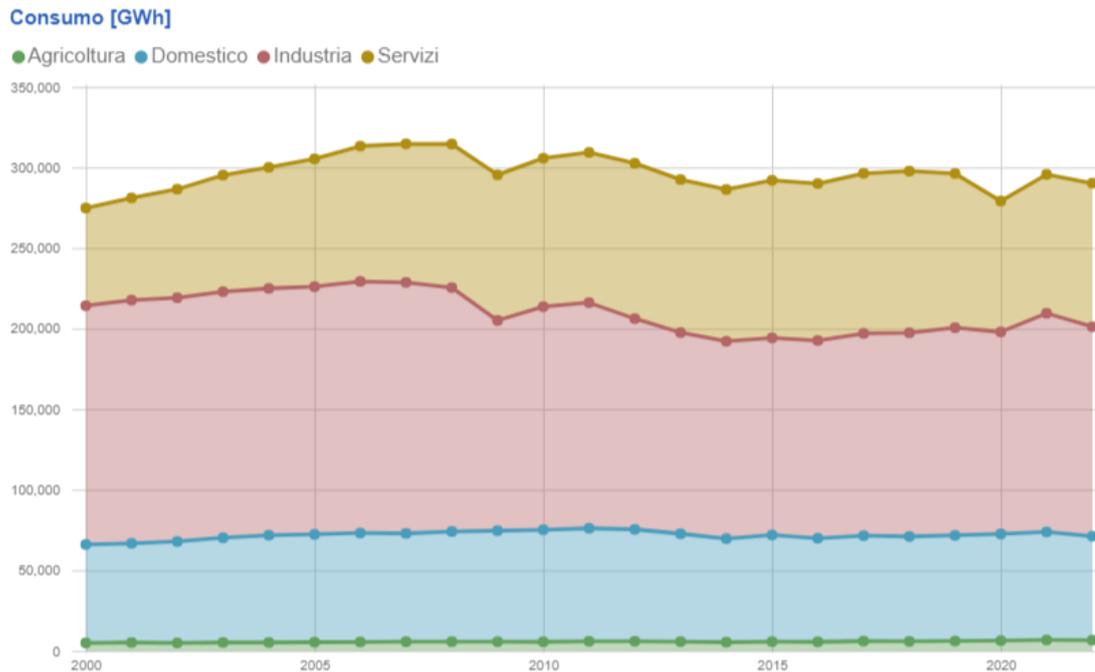


Figura 1: consumo di energia elettrica in Italia dal 2000 ad oggi per settore (fonte Terna)

Guardando alla prospettiva futura, come approfondito nella pubblicazione “*Scenari elettrici al 2050: potenzialità e criticità del caso italiano*”, sono due i fattori che potranno modificare il livello e il profilo della domanda elettrica:

- l’incremento dell’efficienza energetica: un utilizzo più efficiente dell’energia, infatti, spinge da un lato la domanda elettrica verso il basso;
- la maggiore diffusione del vettore elettrico come fonte di energia: dall’altro lato la domanda aumenta quando aumentano le opportunità e la frequenza di consumo. L’elettrificazione della mobilità privata è il caso più noto, ma non è l’unico caso: le pompe di calore, per esempio, possono essere utilizzate per riscaldare gli edifici invece delle caldaie alimentate a gas.

L'EVOLUZIONE DEL MIX ELETTRICO AL 2050

Dati in TWh

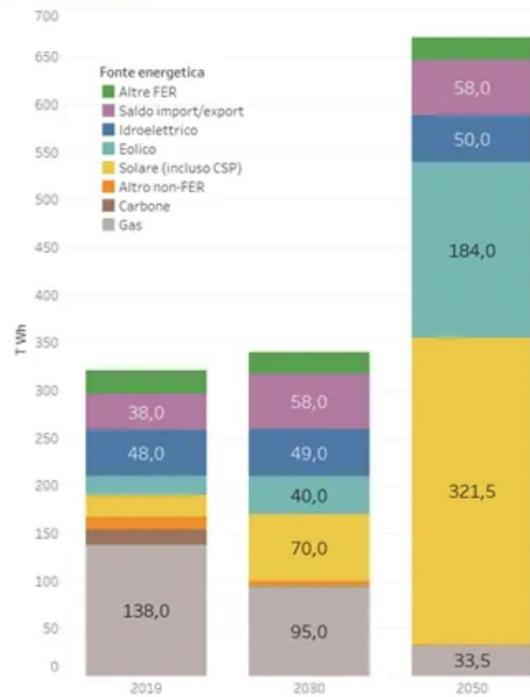


Figura 2: evoluzione del mix energetico (fonte: elaborazioni laboratorio REF Ricerche su dati Terna e Snam per 2019 e 2030)

Come dimostra il grafico, l'aumento della capacità di generazione rischia di aumentare significativamente fino al 2050. La probabilità di realizzazione di questo aumento dipende da una serie di fattori, tra cui la capacità di attrarre fondi finanziari per sostenere lo sviluppo previsto, il supporto burocratico-amministrativo necessario e l'accettazione, soprattutto a livello locale, di un numero significativo di impianti. Per questo motivo diviene ancora più importante affrontare le sfide che il futuro dell'energia pone non solo cercando soluzioni di natura tecnologica, ma anche ponendo attenzioni agli aspetti economici e regolatori affinché le risorse siano utilizzate in modo consapevole da tutti gli utenti.

1.2 – Caratteristiche del mercato dell'energia

Il mercato dell'energia elettrica è diverso dagli altri mercati per una serie di caratteristiche uniche legate alla natura del prodotto, alla sua produzione, distribuzione e consumo, nonché alla sua importanza strategica. Questi elementi influenzano il modo in cui il mercato viene regolamentato, organizzato e liberalizzato. I punti principali, che verranno approfonditi di seguito, sono:

- impossibilità di stoccaggio su larga scala
- presenza di monopoli naturali
- importanza strategica e regolamentazione
- fluttuazione dei costi delle materie prime
- domanda variabile e cicli stagionali

A differenza di molti altri beni e servizi, l'elettricità non può essere immagazzinata facilmente o a costi contenuti su larga scala. L'energia elettrica deve essere prodotta e consumata praticamente nello stesso momento, creando una necessità critica di bilanciare continuamente domanda e offerta. Questo significa che il sistema deve essere gestito in modo molto preciso e in tempo reale per garantire che ci sia sempre sufficiente produzione di energia per soddisfare la domanda. Se la domanda supera l'offerta, possono verificarsi blackout; in caso di eccesso di offerta, potrebbe verificarsi uno spreco di risorse o il rischio di destabilizzare la rete elettrica. A causa della natura immediata della produzione e del consumo di elettricità, le dinamiche concorrenziali sono più complesse rispetto ad altri mercati. I fornitori devono essere in grado di gestire una produzione flessibile per rispondere alle continue fluttuazioni della domanda e questo rende difficile competere in modo efficace senza adeguate infrastrutture.

Il mercato dell'energia elettrica richiede infrastrutture di rete molto onerose per la produzione, la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità. La rete elettrica è una infrastruttura monopolistica naturale: la costruzione di più reti parallele per trasportare energia sarebbe economicamente inefficiente e tecnicamente complessa. A differenza di molti altri mercati, le barriere all'ingresso nel settore dell'energia elettrica (in particolare in alcuni segmenti della filiera) sono molto elevate, principalmente a causa

dell'investimento infrastrutturale richiesto per costruire centrali elettriche e reti di distribuzione.

Questo crea la necessità di una forte regolamentazione per garantire che i gestori delle reti non abusino della loro posizione dominante. L'energia elettrica è un bene fondamentale per l'industria, i servizi, la vita quotidiana e la sicurezza nazionale, per questo motivo i governi di tutto il mondo trattano il settore dell'energia come strategico e spesso intervengono per regolarne il funzionamento, anche in mercati liberalizzati. Le autorità pubbliche vigilano sui prezzi, sulle condizioni di accesso alla rete, sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sulla protezione dei consumatori vulnerabili. Inoltre, il fatto che un'interruzione dell'erogazione di energia può avere conseguenze gravi rende il settore elettrico diverso da altri mercati, dove una temporanea indisponibilità di beni o servizi può avere un impatto minore.

Le particolarità di questo mercato riguardano anche i costi. I costi di produzione dell'energia elettrica dipendono, infatti, in gran parte dalle materie prime utilizzate (come gas, carbone, petrolio, uranio) e dall'adozione delle fonti rinnovabili (eolico, solare, idroelettrico). Questi fattori sono influenzati da mercati globali e da politiche ambientali, il che rende i prezzi dell'elettricità più volatili rispetto a molti altri beni. Le crisi energetiche o i cambiamenti geopolitici possono provocare variazioni improvvise nei prezzi dell'energia, un fenomeno che non si verifica in molti altri mercati di beni e servizi di consumo. Oltre alle normative ambientali che possono influire sui costi di produzione e sulla scelta delle tecnologie di generazione, creando dinamiche regolatorie specifiche che non si riscontrano in altri settori industriali.

Considerando il punto di vista della domanda di elettricità, questa varia significativamente nel corso della giornata e dell'anno, con picchi durante determinate ore (come le ore di punta serali) o stagioni (ad esempio, in inverno per il riscaldamento e in estate per il raffreddamento). Questa variabilità pone sfide uniche alla produzione e alla distribuzione dell'elettricità. Il mercato dell'energia deve essere flessibile per rispondere alle variazioni nella domanda con la conseguenza che le centrali elettriche devono essere in grado di aumentare o ridurre rapidamente la produzione, impattando sulla gestione della rete e sulle scelte di investimento. Vengono spesso introdotti incentivi per ridurre il consumo nelle ore di punta o promuovere il consumo in ore di bassa domanda, tramite

tariffe variabili o tecnologie come i contatori intelligenti. Questo tipo di dinamica è più specifico dei mercati energetici rispetto ad altri mercati di beni di consumo, dove la domanda tende a essere meno ciclica e più prevedibile.

1.3 - La filiera dell'energia elettrica

È particolarmente importante approfondire la struttura della catena del valore dell'energia elettrica, in quanto i costi di ognuna delle fasi concorrono alla formazione del prezzo finale corrisposto dal consumatore.

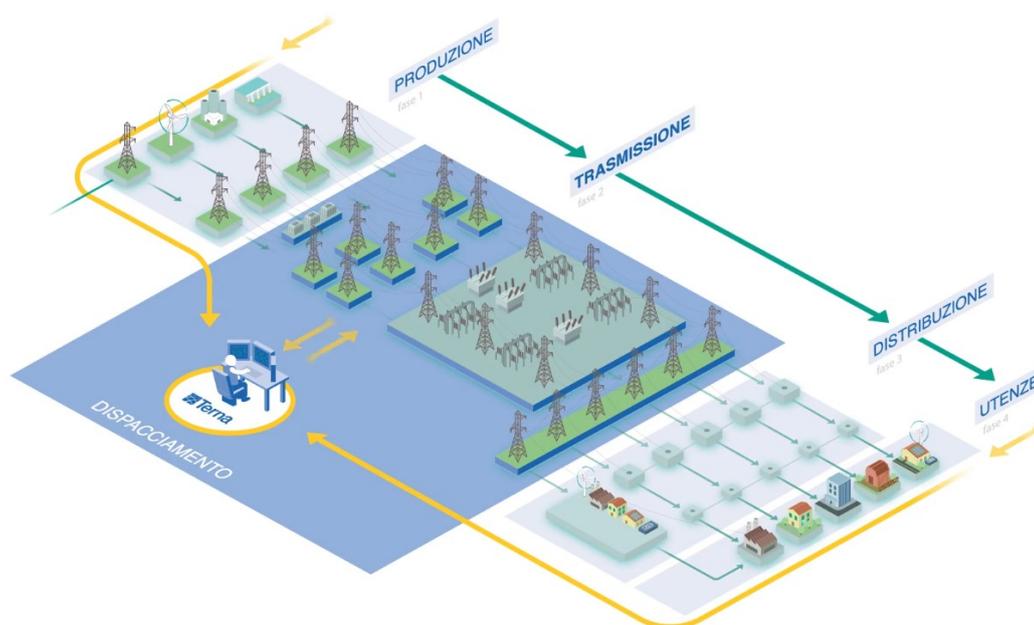


Figura 3: filiera dell'energia elettrica (fonte Terna)

La filiera del mercato elettrico è composta da quattro principali segmenti distinti: produzione, trasmissione e dispacciamento, distribuzione e misura, vendita:

- la **generazione** consiste nella produzione dell'energia elettrica;
- la **trasmissione** (o trasporto) è il trasferimento dell'energia su lunga distanza lungo la rete nazionale in alta tensione; il **dispacciamento** è la gestione coordinata dei flussi sulla rete, funzione essenziale di un sistema caratterizzato dalla legge

fisica di equilibrio dei flussi di potenza, secondo la quale tanta energia entra nella rete e tanta ne deve uscire e quindi dalla necessità di garantire un equilibrio istantaneo tra l'energia immessa e l'energia prelevata dalla rete (in quanto l'energia elettrica non può essere immagazzinata);

- la **distribuzione** è la trasformazione dell'energia elettrica a tensioni inferiori e il suo trasferimento in media e bassa tensione fino al punto di fornitura dove viene misurata (con l'attività di **misura**) tramite un contatore elettrico;
- la **vendita** (o fornitura) è la vendita dell'energia alle utenze finali.

I diversi segmenti della filiera operano in forme di mercato diverse:

- i segmenti della produzione e della vendita operano in *concorrenza*;
- la trasmissione e la distribuzione operano in regime di *monopolio* esercitato da concessionari nazionali (nel caso della trasmissione) e locali (nel caso della distribuzione).



Figura 4: filiera dell'energia elettrica (fonte luce-gas.it)

1.3.1 - Produzione

L'energia elettrica, così come la conosciamo, non esiste in natura: bisogna quindi produrla trasformando, nelle centrali elettriche, l'energia dalle fonti primarie in elettricità. Le centrali elettriche si distinguono in base alla fonte di produzione: termoelettriche (carbone, gas e petrolio), eoliche, fotovoltaiche, nucleari, idroelettriche, biomassa, geotermiche, mareomotrici.

Nel corso del 2023, secondo le rilevazioni di Terna, la società che gestisce la rete elettrica di trasmissione nazionale, i consumi elettrici italiani si sono attestati a 306,1 miliardi di kWh (diminuendo del 2,8% rispetto al 2022).

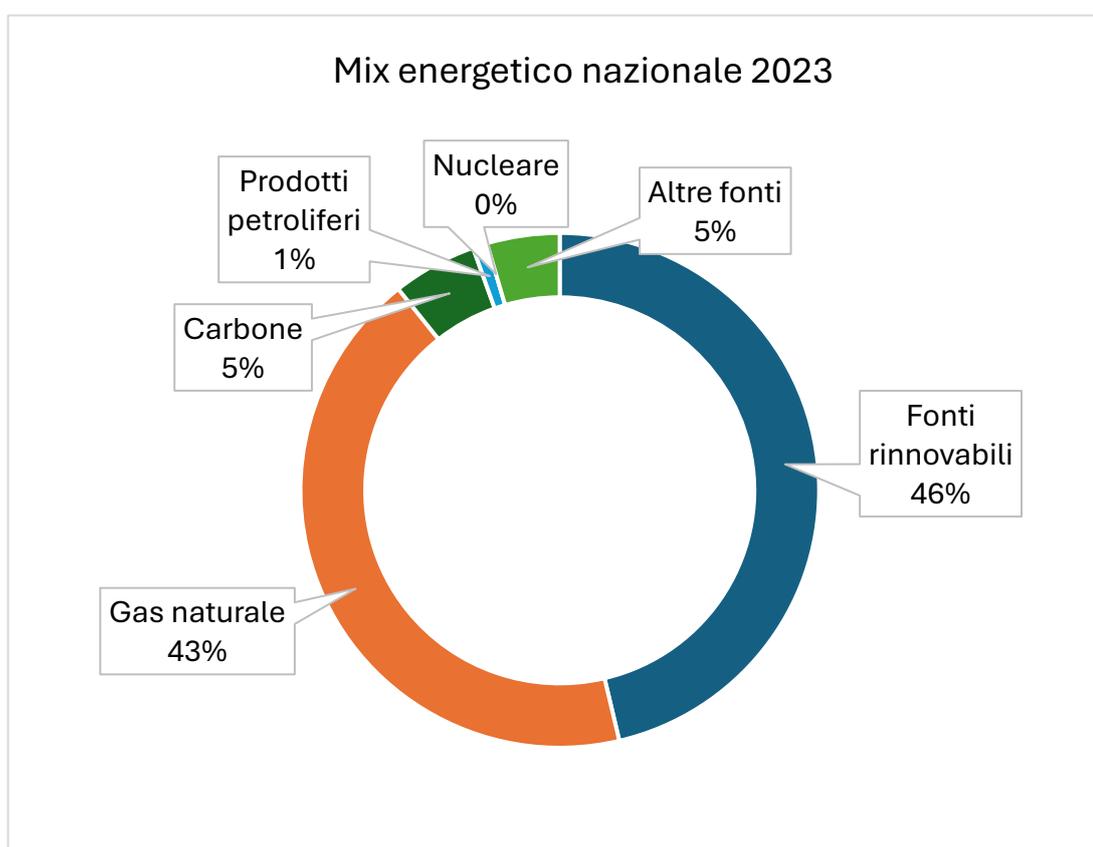


Figura 5: composizione del mix nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano nel 2023 (fonte GSE)

Dai dati pubblicati sul sito istituzionale del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) è possibile analizzare la composizione del mix energetico nazionale, un elemento

importante per capire l'evoluzione della tecnologia della produzione elettrica anche alla luce della sempre crescente attenzione alle tematiche ambientali.

Come si osserva anche dal grafico, le rinnovabili rappresentano la prima fonte di produzione di energia (46%) e il gas naturale continua ad essere una fonte essenziale (43%). Questo è uno dei motivi per cui nel nostro paese c'è ancora una forte dipendenza dei prezzi dell'energia elettrica da quelli del gas naturale.

Tuttavia, nel 2023 è stata registrata una ripresa della produzione da fonti rinnovabili che torna sopra quota 100 Twh (fonte Terna). In particolare, in Italia la produzione da FER di energia immessa nel sistema elettrico nazionale (112,7 TWh) ha determinato un incremento del 9% rispetto al 2022, pari a circa 15 TWh. Tale incremento è dovuto, principalmente, alla produzione della fonte fotovoltaica che ha visto una crescita del 10,6% (+2,9 TWh) e di quella eolica, pari al 15% (+3 TWh), raggiungendo, rispettivamente, una produzione annuale di quasi 30,6 TWh e di 23,4 TWh. La produzione di energia termoelettrica è diminuita a causa di un aumento netto delle importazioni, delle FER e del calo della domanda.

Per soddisfare il fabbisogno energetico italiano è necessario anche acquistare l'elettricità da altri Paesi. La gran parte di quella che importiamo attraverso le 30 interconnessioni con l'estero proviene dalla Francia, dalla Svizzera e dalla Slovenia, anche se a partire dal 2019 è diventata sempre maggiore la quota importata dal Montenegro.

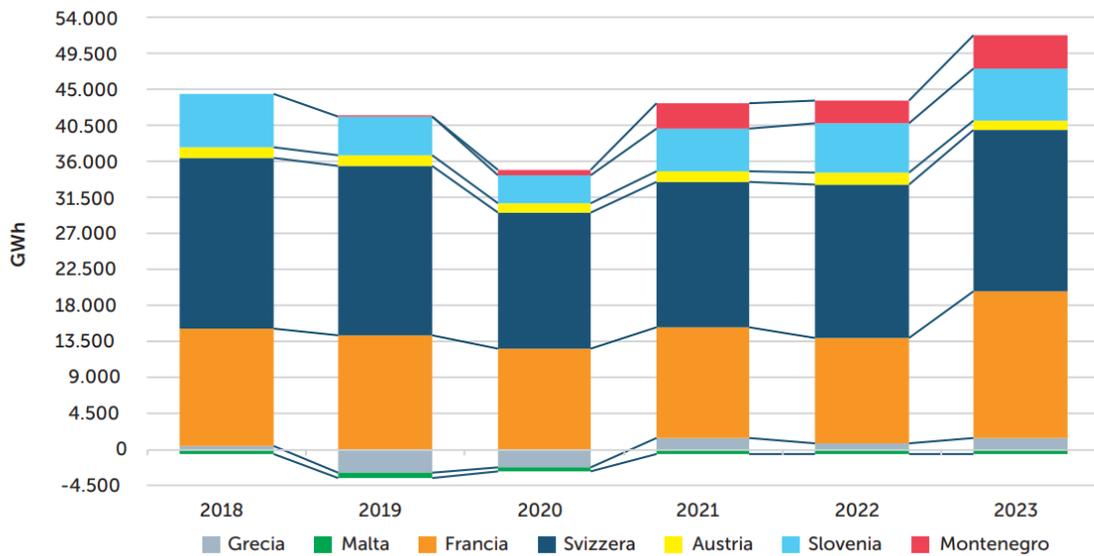


Figura 6: importazioni nette di energia elettrica per frontiera (fonte: Arera)

Oltre all'attività di generazione vera e propria, gli operatori si occupano dell'approvvigionamento delle materie prime, dell'immissione dell'energia prodotta nella rete e della manutenzione degli impianti.

Il mercato della produzione di elettricità è completamente liberalizzato operando in regime di concorrenza. Infatti, il dlgs. 79/99 stabilisce che, a partire dal 2003, nessun soggetto può produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. È stato, dunque, disposto che Enel S.p.a. cedesse non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva per diminuire la concentrazione del mercato.

I tre principali produttori nazionali, stando a quanto riporta Arera, sono Enel, Eni ed Edison anche se ben il 43,8% della produzione è nelle mani di altri produttori più piccoli. Una caratteristica degli operatori di questo segmento della filiera è la dinamicità in termini di cessioni e acquisizioni nonché incorporazioni di imprese che hanno riguardato anche grandi gruppi industriali.

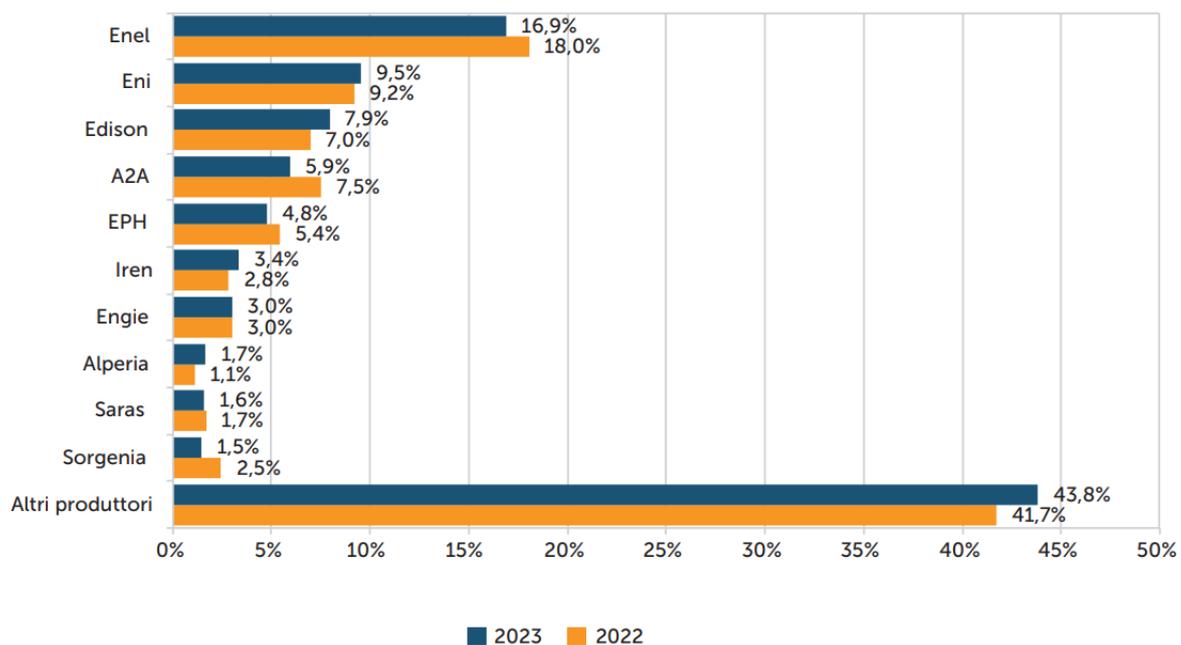


Figura 7: contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda (fonte: Arera, Indagine annuale sui settori regolati)

1.3.2 - Trasmissione e dispacciamento

L'energia prodotta viene quindi prelevata dalle linee di trasmissione per essere trasportata alle linee di distribuzione. I servizi di dispacciamento comprendono varie attività di diversa complessità, tra cui il monitoraggio dei flussi elettrici, le disposizioni per gestire l'esercizio coordinato di tutti gli elementi del sistema (risultato del mercato libero dell'energia), la programmazione delle indisponibilità della rete, la previsione del fabbisogno elettrico nazionale e il suo confronto di coerenza con il programma delle produzioni. Un'altra attività importante e complessa è l'integrazione delle sempre più consistenti energie rinnovabili.

Gli impianti alimentati dalle «nuove» fonti rinnovabili (in particolare eolica e solare fotovoltaica) vengono infatti realizzati dove è disponibile la fonte. Ciò può avvenire in siti ove non sono presenti utenti che consumano l'energia elettrica (si pensi ai parchi eolici sulle creste delle montagne), ma anche in prossimità del consumo. In questo secondo caso si parla di “autoproduzione dietro il contatore” e di “*prosumer*” (tra *consumer* e *producer*): il cliente non è più solo un cliente “passivo” che si limita a prelevare energia dalla rete, ma dispone di proprie unità di generazione la cui produzione è di norma autoconsumata in sito, ma in caso di autoproduzione eccedente l'autoconsumo, può essere immessa in rete (V. Carfi 2024).

In Italia l'attività di trasmissione è affidata a Terna, azienda che gestisce oltre 75.000 km di linee elettriche e 910 stazioni di trasformazione e smistamento (fonte Terna).

Questo settore, a differenza della generazione, non è gestito in regime di libero mercato. In questo caso, il gestore è unico su tutto il territorio nazionale e agisce in regime di monopolio. Più precisamente è tradizionalmente considerato un monopolio naturale in quanto si avvale di una rete che non è facilmente duplicabile. Per questo motivo il gestore è soggetto ad un costante monitoraggio da parte dell'Arera (Autorità per l'Energia, Reti e Ambiente), ente pubblico amministrativo indipendente.

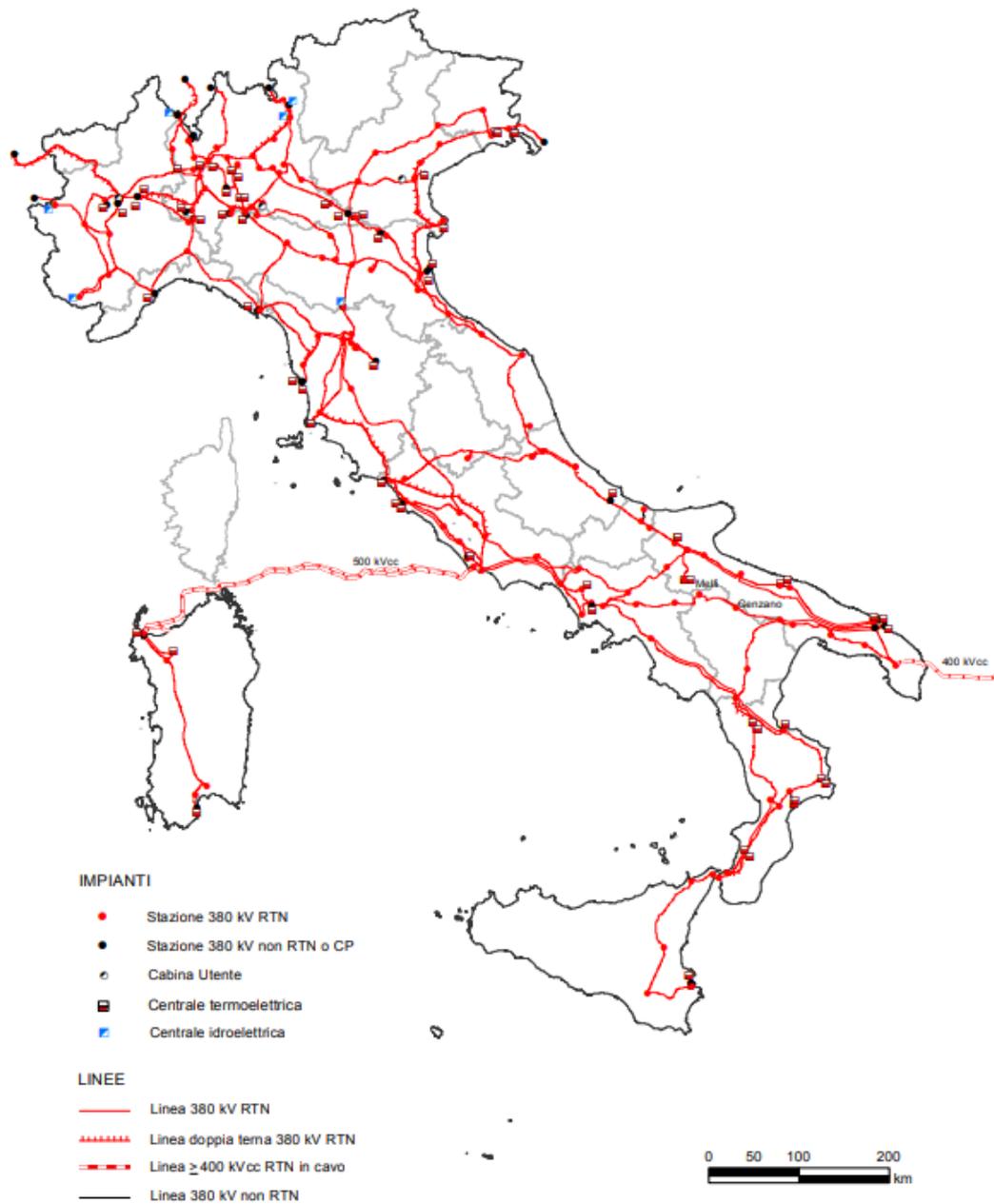


Figura 8: rete elettrica italiana a 380 kV (fonte: Terna)

1.3.3 - Distribuzione

La rete di distribuzione è una complessa infrastruttura di rete che permette di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale, attraverso le cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione), le cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e i trasformatori.

Come la trasmissione, anche la distribuzione non può essere gestita in regime di libera concorrenza. Mentre per la rete di trasmissione Terna opera in regime di monopolio nazionale, le reti di distribuzione gestiscono un monopolio "locale". Le società di distribuzione, che operano in regime di concessione, gestiscono le reti locali dell'energia elettrica a bassa tensione e ne realizzano la manutenzione. Sono anche responsabili delle operazioni di allacciamento e del servizio di misura.

Questo segmento della filiera vede la presenza di un operatore con una quota di mercato molto maggiore delle altre, infatti e-distribuzione gestiva nel 2018 ben l'86% del mercato della distribuzione.

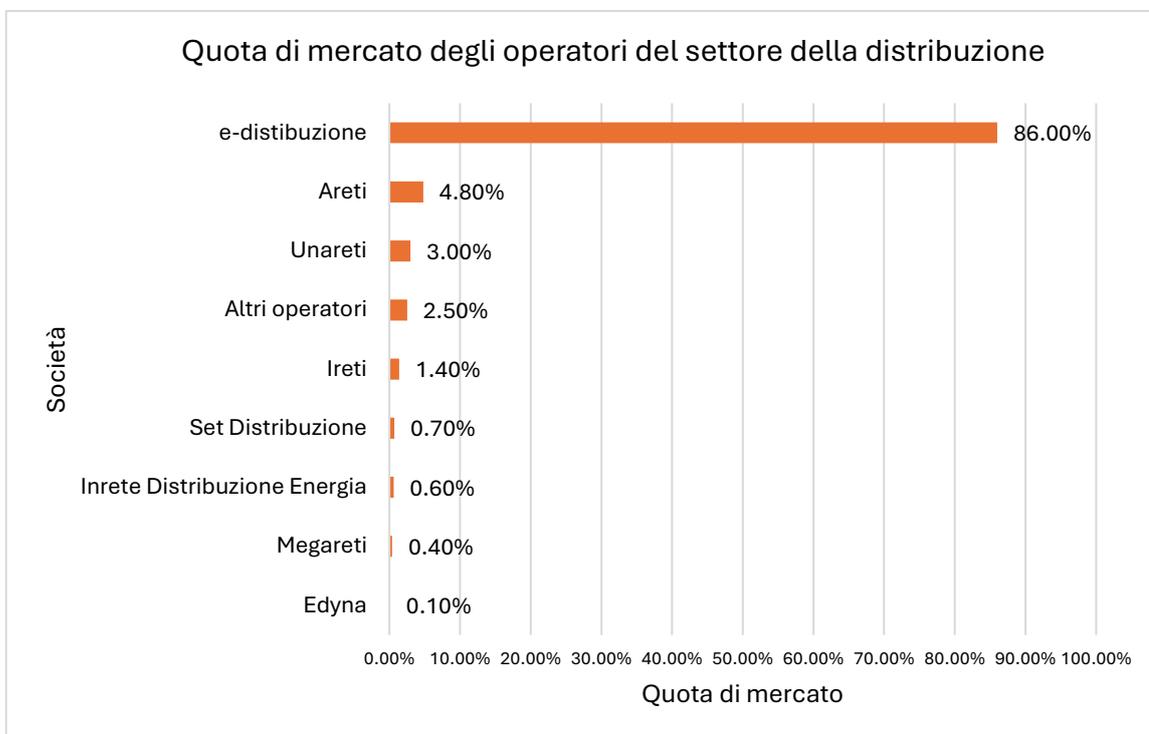


Figura 9: quota di mercato dei principali operatori di Distribuzione e Misura utenti domestici nel 2018 (fonte: Arera)

Tra le diverse attività della filiera elettrica, dunque, quella di distribuzione risulta essere quella meno incisa dal processo di liberalizzazione che vede rinviato al 2030 l'apertura alla concorrenza per il mercato che si realizzerà appunto solo con le nuove gare. Occorrerà dunque attendere gli esiti delle gare previste dal decreto Bersani perché nuovi operatori possano acquistare quote di mercato nel segmento della distribuzione elettrica.

La legge dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri ed altri elementi di riferimento per determinare le tariffe in modo da assicurare qualità, efficienza del servizio e diffusione sul territorio nazionale. Il criterio utilizzato per l'aggiornamento delle tariffe è il *price-cap*, metodo che incentiva il miglioramento della produttività in ottica di riduzione dei costi.

1.3.4 - Vendita

La vendita avviene in due fasi, la vendita all'ingrosso e la vendita al dettaglio. Nella prima fase le società che si occupano della produzione vengono remunerate o tramite contratti bilaterali o tramite la borsa dell'energia. Nel 2004 è stata istituita la borsa dell'energia elettrica (IPEX) con lo scopo di ridurre i costi delle transazioni ed aumentare la trasparenza dei mercati.

L'ultima fase è affidata alle cosiddette "società di vendita", segmento finale del mercato, che commercializzano l'elettricità verso le imprese agricole, industriali e terziarie e verso le famiglie. Gestiscono, quindi, il rapporto con il cliente finale e tutti gli aspetti commerciali ed amministrativi legati alla fornitura, cioè le bollette.

La lunga filiera dell'energia ha, come descritto, una serie di costi a cui è il cliente finale a far fronte. La bolletta dell'energia elettrica per un consumatore domestico, stando alle stime dell'Arera, è così suddivisa:

- **Spesa per la materia energia:** rappresenta il 50,7% ed è composta da approvvigionamento dell'energia (42,2%) e commercializzazione al dettaglio (8,5%);
- **Imposte** per il 10%;
- **Spesa per oneri di sistema**, che equivale al 15,9% della bolletta;
- **Spesa per il trasporto e la gestione del contatore:** rappresenta il 23,4%; al suo interno si trova la **trasmissione**, che è l'attività di Terna e pesa per circa il 4% sulla bolletta elettrica.

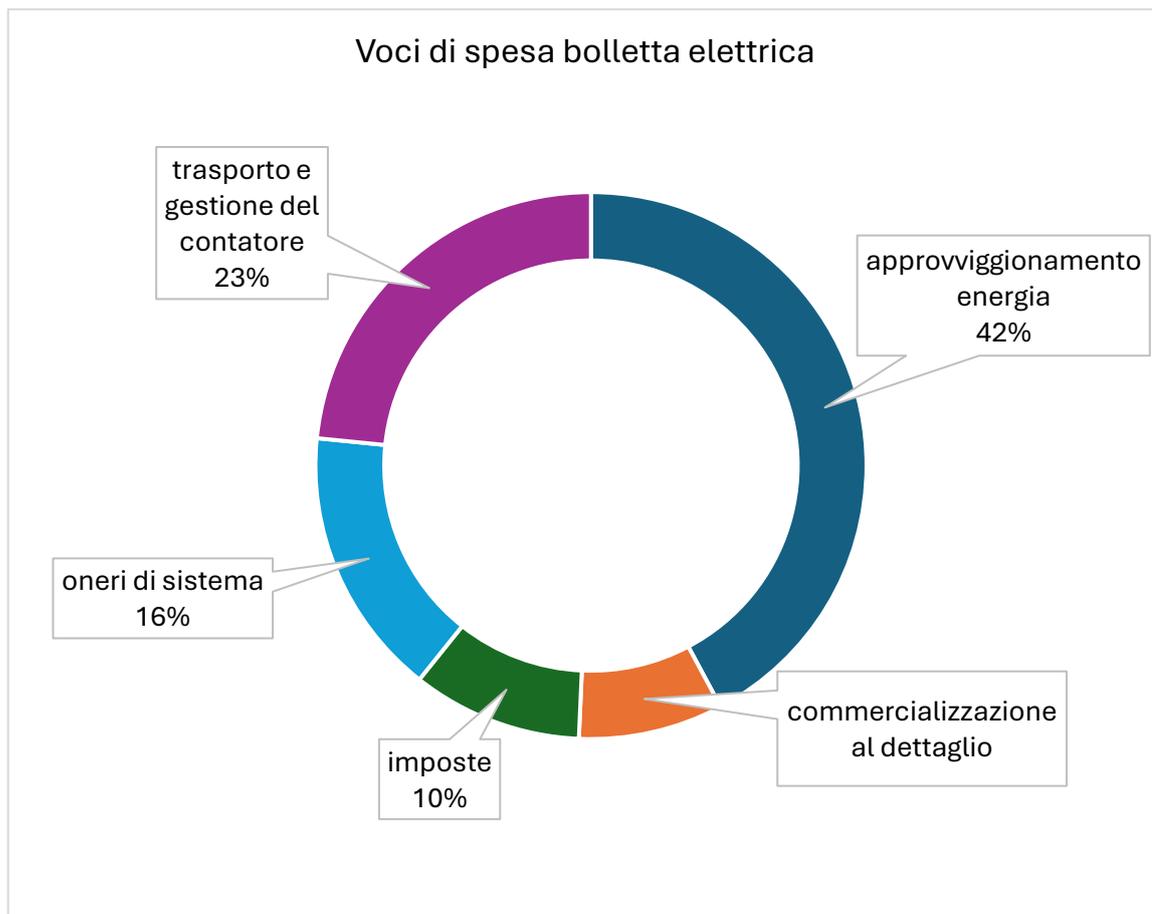


Figura 10: suddivisione percentuale delle voci di spesa in bolletta elettrica

1.4 - Storia del mercato italiano dell'energia elettrica

Il mercato dell'energia elettrica in Italia ha subito una profonda trasformazione. Nei primi decenni del '900 operavano in Italia imprese elettriche prevalentemente private e, in alcuni casi, pubbliche sotto forma di "imprese municipalizzate" (soprattutto in grandi città come Milano, Torino e Roma). Con la nascita dell'IRI (Istituto per la Ricostruzione Industriale) le principali banche che controllavano i gruppi passarono in mano pubblica.

Questa tipologia di imprese aveva la caratteristica di essere verticalmente integrata in quanto queste producevano, trasportavano e vendevano l'energia elettrica prodotta ai clienti finali. Questi ultimi non avevano, quindi, alcuna possibilità di scelta del fornitore che era unico per uno specifico territorio.

Con la successiva nazionalizzazione, nel 1962 viene istituito l'Enel (ente nazionale per l'energia elettrica) in cui confluiscono tutte le altre imprese elettriche. Sulla spinta della nazionalizzazione dell'industria elettrica avvenuta in Francia e Regno Unito, si radicò la convinzione politica che lo Stato potesse raggiungere meglio dei privati sia l'obiettivo dell'integrazione del sistema produttivo elettrico, sia la gestione a prezzi ragionevoli della domanda in grande espansione. La standardizzazione avrebbe portato un miglioramento del servizio, riduzione delle perdite di rete e aumento della produzione di energia. Tutte le altre imprese elettriche, ad eccezione di quelle possedute da enti locali ed enti pubblici, vennero trasferite ad Enel dietro indennizzo. La nazionalizzazione portò i risultati sperati:

- aumento della produzione da 46252 GWh a 171250 GWh e delle importazioni che passarono dal 2,6% al 14%;
- sviluppo della rete di trasmissione e della rete di distribuzione, con una forte riduzione delle perdite di rete (dal 1963 al 1990 le perdite passarono dall'11,3% al 7,1%);
- standardizzazione e miglioramento del servizio.

Una successiva tappa fondamentale è avvenuta negli anni Novanta del secolo scorso, tanto che si parla di una vera e propria rivoluzione economica del settore elettrico. Si tratta dalla liberalizzazione che ha previsto la separazione della catena del valore dell'energia elettrica aprendo alla concorrenza i segmenti della filiera non caratterizzati da monopolio naturale partendo proprio dalla fase di generazione per la quale venne

incentivata la produzione privata indipendente. In particolare, con la legge 9/1991 (attuata con il provvedimento CIP 6/1992) si prevede che gli auto-produttori potessero immettere l'energia prodotta in eccesso da fonti tradizionali nella rete Enel senza limiti (energia ceduta ad Enel ad una tariffa eguale al costo evitato di Enel, in genere inferiore al costo medio di questi impianti) e che potesse essere immessa in rete anche l'energia prodotta da nuovi impianti che producevano energia elettrica da fonti rinnovabili (sole, vento energia idraulica, risorse geotermiche, maree, utilizzo dei rifiuti organici e inorganici e dei prodotti vegetali). Successivamente, su spinta del legislatore comunitario, il d.lgs. 79/99, il c.d. decreto Bersani, (di recepimento della prima direttiva elettrica, la 96/92/CE, facente parte del cd. "I pacchetto") ha previsto, all'art. 8, la cessione di una parte della capacità di generazione dell'operatore incumbent e, per assicurare neutralità nella gestione della rete, la separazione dell'attività di dispacciamento (affidata inizialmente al GRTN e poi riunificata con l'operatore di trasmissione, Terna).

La liberalizzazione del mercato della vendita ha subito un processo più lento. Dal vecchio modello in cui non era possibile da parte dell'utente la scelta del proprio fornitore, furono distinti innanzitutto dei cosiddetti "clienti idonei" che avevano la possibilità di scelta in vista delle loro dimensioni e dei "clienti vincolati" che non la avevano.

Nel 2007 (con il recepimento della direttiva 2003/54/CE, facente parte del c.d. II pacchetto), ci fu la totale liberalizzazione del mercato *retail* e la connessa separazione dell'attività di distribuzione e misura (caratterizzate da un'infrastruttura non duplicabile che rendeva inevitabile il monopolio) dall'attività di vendita. Nascono così nuovi soggetti, i "venditori" che operano in concorrenza tra loro e si approvvigionano di energia elettrica sul mercato all'ingrosso (organizzato nel frattempo in una borsa elettrica, gestita da GME S.p.A., società costituita dal Gestore dei Servizi Energetici, GSE S.p.A., società interamente partecipata dal Ministero dell'economia e delle finanze) o per scambi bilaterali con i produttori. L'attività di trasmissione venne separata dall'incumbent e riunificata all'attività di dispacciamento. Quindi il processo di liberalizzazione da un lato ha moltiplicato i soggetti operanti e dall'altro ha allungato la filiera attraverso la separazione delle attività.

In questo contesto nasce il "mercato tutelato" anche detto "servizio di maggior tutela". Il servizio consiste nel fatto che i piccoli utenti che non scelgono "liberamente" un fornitore

diverso dal distributore possono continuare ad essere clienti di quest'ultimo (o di un'apposita società di vendita a cui vengono assegnati) godendo del diritto di accesso a condizioni economiche fissate dall'Autorità di regolazione ed aggiornate periodicamente.

1.5 - Il mercato tutelato

Il servizio di maggior tutela nasce in seguito alla legge 125/2007 che prevedeva misure affinché i piccoli clienti potessero recedere dal precedente contratto di fornitura e scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore. In assenza di scelta da parte del cliente l'erogazione del servizio sarebbe stata garantita dal distributore, anche attraverso un'apposita società di vendita, con l'approvvigionamento svolto dalla società pubblica Acquirente Unico Spa. Il servizio di maggior tutela è stato quindi concepito come uno strumento di accompagnamento dei clienti di minori dimensioni, verso la completa apertura del mercato.

Dunque, il risultato della "maggiore tutela" consiste nel diritto di accedere a condizioni economiche determinate e regolate periodicamente dall'Autorità di regolazione: una grande differenza rispetto alla dinamica del mercato concorrenziale, o "mercato libero", dove i venditori stabiliscono sia prezzi che le condizioni contrattuali liberamente. La seconda differenza significativa rispetto al mercato concorrenziale è che la normativa assegna al distributore locale (o ad una società di vendita specificamente collegata) l'erogazione del servizio di maggior tutela. I clienti che ricevono questo servizio non scelgono il venditore, ma vengono assegnati all'esercente operativo nella loro zona di riferimento.

È stata dunque disciplinata la separazione funzionale anche tra le imprese operanti il servizio di maggior tutela e le imprese operanti nel mercato libero. Più precisamente, le politiche di comunicazione e di marchio relative all'attività di vendita ai clienti del mercato libero o ai clienti riforniti nell'ambito del servizio di maggior tutela devono essere separate per evitare di creare confusione nel cliente (art. 17 del TIUF). Per rimuovere il rischio di confusione nel cliente, le attività di vendita nel mercato libero e nel servizio di maggior tutela, quindi, non possono utilizzare lo stesso marchio (*de-branding*), devono separare le politiche di comunicazione ed utilizzare canali e spazi commerciali ben distinti. Inoltre, le informazioni sensibili, commercialmente vantaggiose, relative a ciascuna attività, devono essere divulgate in modo non discriminatorio, cioè, evitando di generare un vantaggio competitivo per un operatore sugli altri in concorrenza (art. 22 del TIUF), e a tal fine è necessario assicurare una segregazione delle banche dati e delle informazioni. Così, per esempio, la società di

vendita del gruppo Enel, collegata al distributore, che esercisce il servizio di maggior tutela, coerentemente con gli obblighi di *de-branding* stabiliti dalla delibera 296/2015, a partire dal 1° gennaio 2017 ha cambiato nome da Enel Servizio Elettrico a Servizio Elettrico Nazionale, mentre il *brand* storico (Enel) è rimasto incorporato nel marchio e nella politica di comunicazione della società del Gruppo attiva nella vendita sul mercato libero. (V. Carfi 2024)

La legge del 4 agosto 2017, n.124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza) ha previsto la “cessazione dell’efficacia del regime dei prezzi regolati” per i clienti finali civili e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro che non scelgano un fornitore sul mercato libero.

La liberalizzazione del mercato elettrico retail è un impegno di riforma nell'ambito del PNRR (Riforma M2C1-7) e un obiettivo strategico del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per il periodo 2022-2024. Nel PNRR si legge, in particolare, che *“in materia di vendita di energia elettrica occorre completare il processo di piena liberalizzazione nel settore previsto per il 2023, attraverso l’adozione di regole finalizzate ad assicurare un passaggio consapevole e trasparente al mercato libero da parte della clientela domestica e delle microimprese, anche seguendo il modello già adottato per il servizio a tutele gradual, fissando tetti alla quota di mercato, e potenziando la trasparenza delle bollette per garantire maggiore certezza ai consumatori”* (Dipartimento attività produttive Camera dei deputati 2023).

Anche se la legge stabiliva che il termine ultimo per la cessazione dei prezzi regolati fosse fissato al 1° gennaio 2019, è stato differito al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, ad aprile 2023 per le microimprese e a luglio 2024 per i clienti domestici. È fatta eccezione per i clienti definiti “vulnerabili” (con più di 75 anni, condizioni economiche svantaggiate, disabilità, residenti in abitazioni di emergenza o in isole minori, con apparecchi salvavita) che possono beneficiare ancora di forniture regolamentate dall’Autorità.

I clienti che non hanno effettuato il passaggio entro la fine di giugno 2024 sono passati automaticamente al Servizio a Tutele Graduali con il venditore che ha vinto l’asta nella zona di residenza. I decreti ministeriali hanno, inoltre, stabilito una durata massima per il

Servizio a Tutele Graduali, per esempio, non superiore a 3 anni per le piccole imprese e 4 anni per le microimprese. Alla scadenza del termine, in mancanza ancora di una scelta espressa del cliente, quest'ultimo verrà rifornito dal precedente fornitore esercente il STG, ma a condizioni contrattuali di mercato.

1.6 - Il contesto europeo

Un rapporto della Commissione europea intitolato "*Barriere europee nei mercati dell'energia elettrica al dettaglio*" del 2021 ha confrontato i mercati retail di 30 paesi (i 27 paesi dell'UE, il Regno Unito, la Norvegia e la Svizzera).

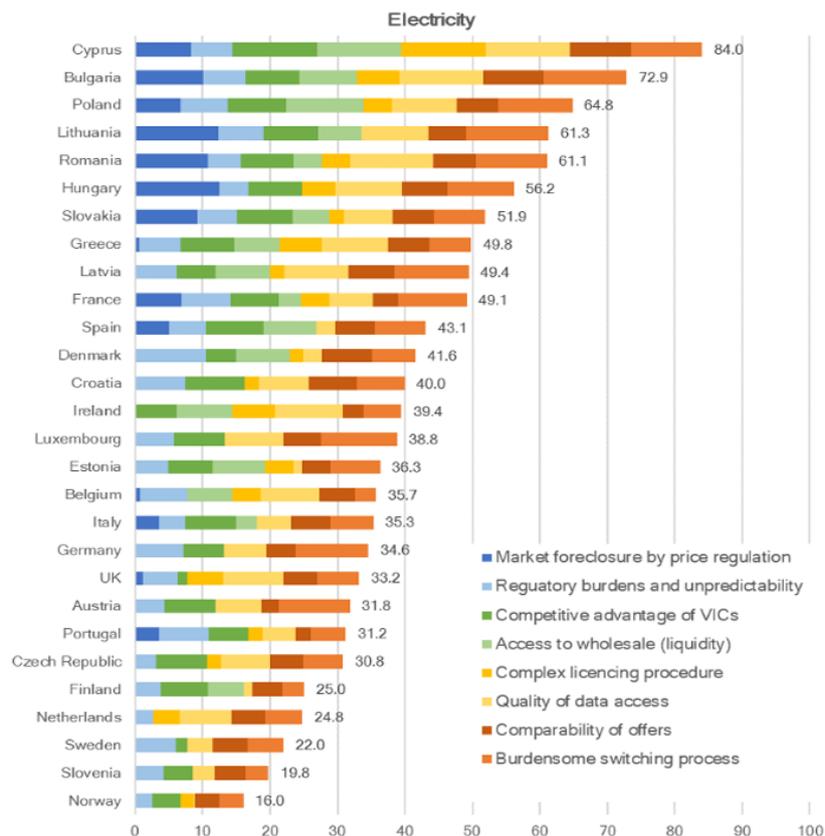


Figura 11: grado complessivo di chiusura del mercato retail in Europa (fonte: Commissione europea)

Sui 30 paesi esaminati, 14 avevano tariffe regolate, secondo il rapporto. L'Italia era tra questi, dove la maggior parte dei consumatori aveva ancora la possibilità di scegliere tra prezzi regolati (o regime di maggior tutela) e offerte di mercato libero. Tuttavia, la regolazione tariffaria può costituire un ostacolo allo sviluppo al di fuori del mercato libero in un modo molto diverso. L'Italia era classificata tra i paesi con una regolazione tariffaria moderatamente preclusiva del mercato libero in base a parametri come la penetrazione

(percentuale di consumatori che accedono alla tariffa regolata anziché al mercato libero) e il mark-up del prezzo regolato (margine tariffario applicato sul costo dell'energia acquistata all'ingrosso nel regime di prezzo regolato).

Come si evince dal grafico, l'Italia si colloca al diciottesimo posto tra i paesi europei per il grado complessivo di chiusura del mercato retail. Tra i principali motivi evidenziati si legge: la gravosità del processo di switching, la comparabilità delle offerte, la preclusione del mercato a causa della regolazione.

Come confermato anche nel rapporto realizzato dal Dipartimento Attività produttive della *Camera dei Deputati*, in Italia i maggiori ostacoli risultano derivare:

- il vantaggio competitivo delle imprese verticalmente integrate, valutato in base alla loro quota di mercato e alla rigidità delle regole di separazione tra distributori e venditori;
- dalle difficoltà che i clienti hanno incontrato durante il passaggio a un nuovo fornitore;
- dalla scarsa comparabilità delle offerte, valutata attraverso le recensioni dei consumatori e i siti di comparazione.

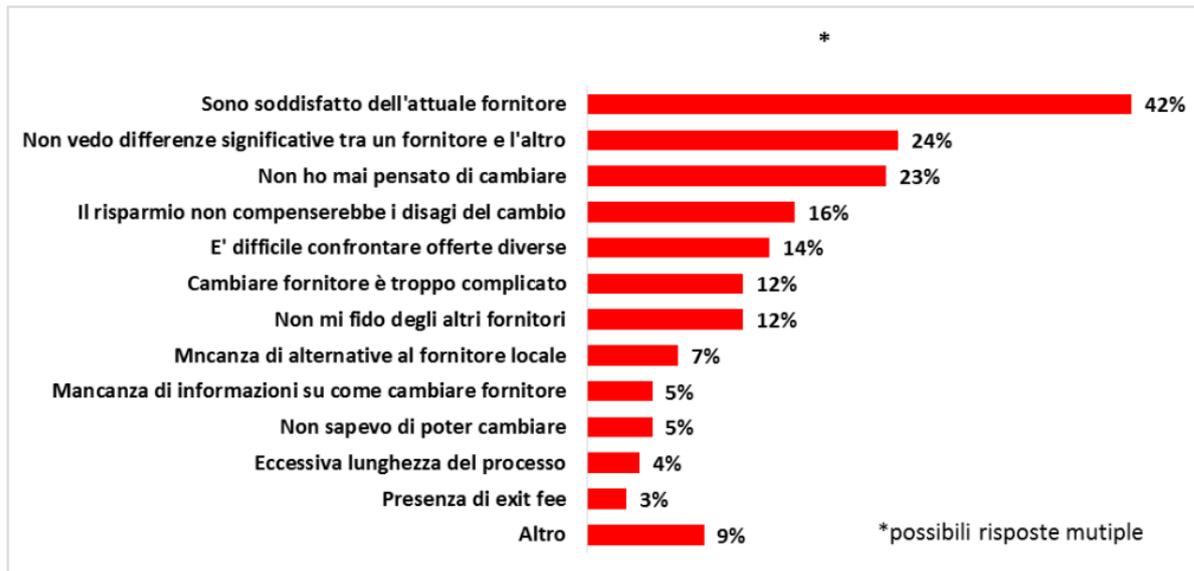
L'indagine ha rilevato che gli operatori non incontravano alcun ostacolo di tipo autorizzativo nel mercato retail dell'energia elettrica. Le voci tariffarie non legate all'energia (come le imposte e le spese di rete) e gli ostacoli imprevisti all'apertura del mercato retail sono più basse rispetto agli altri paesi europei.

Con l'intento di ridurre le differenze tra i singoli Paesi e di aumentare le performance complessive del mercato dell'energia, la Commissione europea ha introdotto, nel febbraio 2015, un nuovo piano strategico finalizzato alla realizzazione dell'” Energy Union”. Uno degli obiettivi principali dell'iniziativa è aumentare la competitività del mercato, stimolando la partecipazione attiva dei consumatori e sfruttando l'introduzione delle nuove tecnologie per ridurre i consumi e gli importi delle bollette.

1.7 - La fine del mercato tutelato

Come analizzato in dettaglio nel libro “*Economia e diritto della regolazione*”, una parte significativa dell'azione regolatoria nel mercato retail è dedicata all'obiettivo generale di fornire al consumatore strumenti per aumentare la consapevolezza e la capacità di orientarsi sul mercato concorrenziale facendo scelte vantaggiose. Questo è noto come "*empowerment*" del consumatore. L'incapacità dei consumatori di fare scelte consapevoli è uno dei principali rischi regolatori in un mercato aperto alla concorrenza. Di conseguenza, una strategia comunemente utilizzata nella regolazione del mercato retail è quella che mira in primo luogo ad aumentare la possibilità di scelta per i clienti, in particolare fornendo loro un maggior numero di informazioni. In tal senso, la regolazione generalmente include la definizione delle responsabilità informative dei venditori. La Direttiva 944/2019 stessa fornisce regole per assicurarsi che le informazioni nel contratto di fornitura di energia elettrica offerte al cliente finale siano trasparenti sia in fase precontrattuale che in fase contrattuale. Queste regole descrivono anche le informazioni che devono essere riportate in bolletta. Per evitare confusione, ambiguità e migliorare la comparabilità delle offerte sul mercato, le informazioni devono essere presentate in modo semplice e chiaro. I venditori sono tenuti a descrivere in modo chiaro le caratteristiche dell'offerta nei materiali promozionali e informativi e a fornire regolarmente ai clienti informazioni sul mix energetico nel contratto di vendita sottoscritto. Queste disposizioni sono state messe in atto per aumentare la trasparenza sulla provenienza effettiva dell'energia consumata nell'ambito del contratto, che è certificata dalle Garanzie d'Origine fornite dal venditore. Inoltre, promuovono lo sviluppo del mercato in linea con gli obiettivi europei di transizione energetica e promozione della generazione di energia rinnovabile. Il fatto che elementi che favoriscono la consapevolezza del consumatore come quelli citati abbiano avuto un ruolo importante nel promuovere la partecipazione del mercato da parte dei consumatori è stato indubbiamente fondamentale.

In considerazione di questo dato, attraverso uno studio sul funzionamento del mercato retail, la Commissione Europea ha indagato le principali cause per il mancato cambio di fornitore tra i cittadini UE.



Fonte: rielaborazione dati da "Energy Consumer Trends" - European Commission (2015)

Figura 12: motivazione per non cambiare fornitore (fonte: SAFE e Accenture)

Dall'indagine emerge che tra le principali cause che trattengono in consumatore dal cambiare il proprio fornitore di energia (oltre alla soddisfazione dell'attuale fornitore) sono:

- la mancanza di differenze significative tra un fornitore e l'altro, che si traduce in una limitata differenziazione tra i diversi operatori. L'energia (come le utilities in generale) è classificabile come un "bene omogeneo" in quanto ha caratteristiche indistinguibili tra un produttore e l'altro;
- mancanza di informazione e sensibilizzazione sulla possibilità di cambiare fornitore;
- percezione delle possibilità di disagi nella fase di switching;
- difficoltà nel confrontare offerte diverse;
- complessità attribuita al processo di switch.

CAPITOLO 2 – dinamiche di liberalizzazione nel contesto europeo

2.1 - Confronto tra modelli di liberalizzazione

Per poter comprendere a pieno i motivi che hanno spinto verso la liberalizzazione del mercato dell'energia, può essere utile analizzare il percorso storico/decisionale e gli effetti che un processo simile ha avuto in paesi diversi dall'Italia, in quanto, nella maggior parte dei casi, è possibile individuare degli aspetti simili. Studiando quanto è accaduto negli altri paesi, si possono identificare sia gli elementi che hanno migliorato le condizioni del mercato, favorito la concorrenza e la protezione dei consumatori, sia i problemi di regolamentazione che ci sono stati nel passaggio da un regime monopolistico ad un mercato in concorrenza o da un mercato tutelato ad uno libero.

L'impatto che i cambiamenti del mercato hanno avuto, per esempio, sui prezzi dell'energia permette di prevedere l'evoluzione dei prezzi in Italia confrontando i dati pre e post-liberalizzazione degli altri paesi, oltre a valutare in che modo la liberalizzazione ha influenzato il livello di competitività, ha favorito l'ingresso di nuovi attori o innescato processi di innovazione a beneficio dei consumatori.

Inoltre, considerando che la liberalizzazione dei mercati dell'energia in Europa è stata in gran parte guidata dalle direttive europee ed è esattamente quello che sta accadendo in Italia (la fine del mercato tutelato rientra in uno degli obiettivi del PNRR), il confronto permette di analizzare il grado di conformità rispetto agli obblighi europei e le modalità con cui questi ultimi sono stati applicati ai differenti contesti nazionali.

Esempi di paesi che hanno avuto storie diverse del processo di liberalizzazione, come la Norvegia (Lavatelli 2019) o il Portogallo e il Regno Unito (Safe 2018) possono essere utili per valutare e confrontare l'approccio italiano.

2.1.1 - Il caso della Norvegia

Anche se al di fuori dell'Unione Europea, il modello della Norvegia ha fatto scuola per altre realtà dell'area scandinava e baltica in quanto ha avviato le politiche di liberalizzazione parallelamente all'esperienza inglese tanto da essere presa come punto di riferimento non solo in ambito europeo in quanto si può dire che la spinta pro-concorrenziale della Norvegia abbia anticipato la direzione comunitaria.

La regolazione è stata avviata con il cosiddetto "energy act" del 1990 che consisteva in una amplissima delega concessa al Governo dallo *Storting*, il parlamento norvegese, affinché predisponesse le misure necessarie per superare il regime monopolistico nazionale, che negli ultimi anni aveva dato cattiva prova di sé. Bisogna evidenziare, però, che la Norvegia ha voluto mantenere delle forti distanze dal processo europeo di creazione di un mercato unico (anche attraverso due referendum nel 1972 e 1994) sia per ragioni di natura culturale che politica.

L'obiettivo era quello di superare il proprio inefficiente regime di monopolio pubblico. Infatti, le aziende municipalizzate hanno iniziato a rispondere alla crescita dei consumi investendo nell'espansione della loro capacità produttiva, spesso sostenute da finanziamenti pubblici e sussidi statali. Questa scelta era, inizialmente, ragionevole perché rispondeva alla necessità di gestire i picchi di consumo nelle ore diurne e invernali. Questo, però, ha portato il paese a investire troppo e a sovradimensionare le sue infrastrutture produttive. A causa di ciò, le aziende locali hanno dovuto iniziare a vendere l'energia prodotta in eccesso alla vicinissima Svezia per mantenere il bilanciamento fisico delle capacità delle reti e dei consumi, spesso a un prezzo inferiore a quello offerto ai cittadini e alle aziende norvegesi.

Per affrontare una situazione che cominciava a diventare difficile, il Governo Brundtland ha proposto una prima riforma pro-concorrenziale nel 1989, rendendo la Norvegia uno dei primi paesi al mondo a discutere a livello politico della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.

La proposta di legge trovò l'approvazione definitiva nell'Energy Act del 1990. In particolare, si prevedeva la necessità di disciplinare il rilascio di concessioni per l'installazione, la costruzione, la ristrutturazione e l'ampliamento di impianti di generazione, trasformazione e distribuzione elettrica, nonché consentire l'ingresso nel mercato di operatori di trading, i cui requisiti avrebbero dovuto essere determinati in anticipo.

La fase successiva dell'attuazione dell'Energy Act era fondamentale a causa della sua natura ampiamente programmatica. Ciò richiedeva molta pianificazione e progettazione a causa del fatto che il panorama internazionale dell'epoca non offriva modelli o realtà che costituissero significative opportunità di prova. In particolare, il piano del governo di Margaret Thatcher per la Gran Bretagna era a più di un passo dall'attuazione.

Inoltre, durante il processo di liberalizzazione, è stata necessaria una fase di radicale unbundling dell'ex monopolista *Statskraftverkene*. Questa destrutturazione ha comportato la separazione degli asset produttivi dalle infrastrutture di rete, che sarebbero state affidate a due entità autonome: una responsabile della produzione e una proprietaria della rete di trasmissione. Il passaggio cruciale previsto dal programma inglese e di privatizzazione non ha previsto la dismissione del patrimonio di rete e di produzione nazionale. La scelta è stata vantaggiosa perché lo smembramento della società dominante e degli asset di rete avrebbe rallentato il processo di sviluppo in senso pro-concorrenziale, dando spazio all'ingresso di concorrenti.

In effetti, le aziende locali che in passato avevano gestito la produzione, la distribuzione e la vendita all'utenza domestica erano ancora coinvolte nel segmento della vendita al dettaglio. In particolare, la regolazione delle tariffe per le utenze domestiche non è mai iniziata, perché l'idea fondamentale era che le municipalizzate, che erano ancora parte della rete verticalmente integrata dell'ex monopolista, avrebbero continuato a svolgere le loro funzioni, fornendo i propri servizi a tariffe adeguate al prezzo di costo, mentre progressivamente, con l'ingresso dei privati sul mercato, sarebbe cresciuta anche l'efficienza delle aziende pubbliche.

La competizione nella fornitura ai grandi consumatori divenne effettiva quasi contestualmente alla liberalizzazione del mercato. Quanto al mercato dei piccoli consumatori, trascorsi i primi anni (1997-1998), la Norvegia ha dovuto avviare una nuova fase regolativa per affrontare le politiche delle aziende pubbliche attualmente in attività. Queste aziende pubbliche cercavano di mantenere il servizio pubblico e le forniture domestiche anche mettendo in atto condotte ostruttive o comunque rivolte a dissuadere i clienti dall'esodo verso la concorrenza privata, nel tentativo di mantenere la loro posizione di mercato.

Per contrastare le politiche egemoniche delle aziende pubbliche locali, il governo ha iniziato con una serie di interventi di normazione secondaria. Questi interventi sono stati progettati per combattere pratiche commerciali impositive come i vincoli temporali e gli oneri di trasmigrazione. Lo "*Standard Agreement for Power Supply*" è stato creato nel 1996 e includeva una serie di servizi di fornitura al dettaglio standardizzati.

Si tratta di un accordo stipulato tra le agenzie e i regolatori per stabilire condizioni standard per la stipulazione, il recesso, la misurazione dei volumi trasferiti e altre condizioni generali di fruizione. Ciò costringe i venditori che vogliono vendere tali prodotti "uniformati" a pubblicare i loro prezzi sul sito Web del garante della concorrenza, che a tutt'oggi cura la piattaforma di comparazione delle offerte.

Gli operatori privati del mercato retail e l'Autorità norvegese di regolazione dell'energia (NVE) sono stati coinvolti in una fase di discussione a seguito dell'evidente protrarsi della posizione egemonica delle ex monopoliste verticalmente integrate nel settore della distribuzione domestica. L'NVE ha esaminato diverse proposte dei concorrenti, tra cui, nel 2005, quella di imporre una separazione contabile alle aziende che si occupavano sia di distribuzione che di distribuzione.



NVE

Figura 13: logo di NVE (Autorità di regolazione dell'energia norvegese)

Al contrario di quanto avviene in altre aree europee, dove il consumo tende spesso ad essere prevalente nell'impiego industriale delle aziende energivore, il settore delle utenze domestiche gioca un ruolo centrale nel mercato dell'energia elettrica della Norvegia, coprendo quasi l'80% dei volumi d'affari. In questo momento, la maggior parte degli utenti domestici ha contratti basati sulle clausole dello Standard Agreement, che si riferiscono principalmente a tre modelli di forniture. Ciò è dovuto al fatto che gli utenti norvegesi non sono stati reattivi alle possibilità offerte dal mercato.

2.1.2 - Il caso del Portogallo

Un caso di liberalizzazione interessante da approfondire è quello del Portogallo. Tra il 1995 e il 2006, il mercato portoghese si è aperto gradualmente. Dal 4 settembre 2006, ogni consumatore nel Portogallo continentale (a parte le isole Azzorre e Madeira) ha avuto la possibilità di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. Nel 2012 sono state intraprese due fasi di eliminazione delle tariffe regolate per promuovere il passaggio al mercato libero: nel luglio 2012, la tariffa tutelata per i clienti con consumi superiori a 10,35 kVA (circa 950 mila) è stata eliminata e successivamente dal gennaio 2013 è stata eliminata la tariffa regolata per tutte le fasce di consumo.

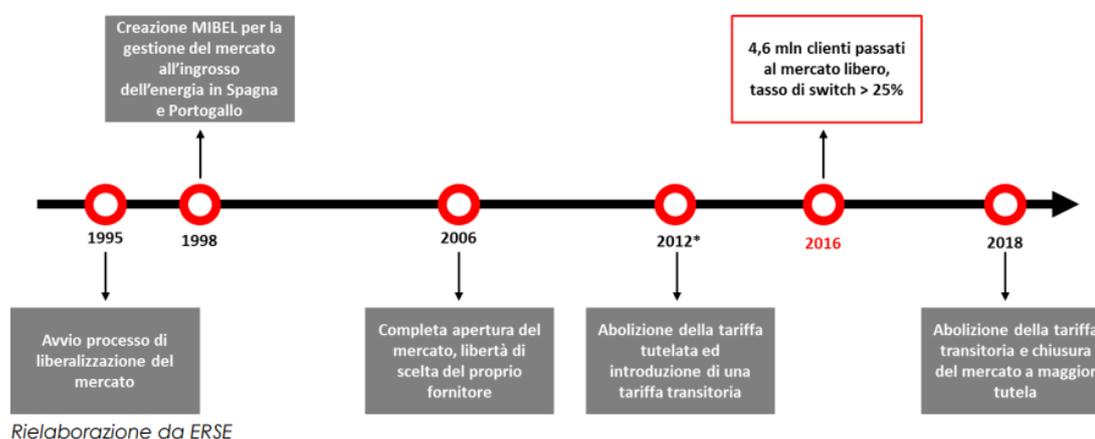
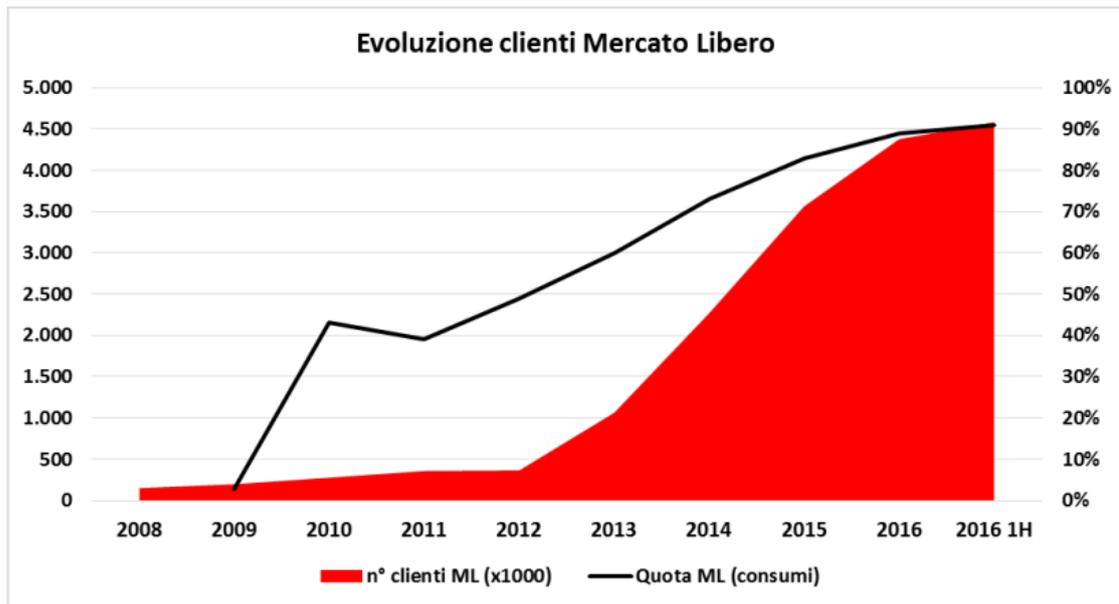


Figura 14: fasi della liberazione del mercato portoghese dell'energia

Una "tariffa transitoria", stabilita dall'ERSE ogni trimestre, è stata introdotta per sostituire la tariffa regolata. L'obiettivo è stato quello di convincere i consumatori ad entrare nel mercato libero aumentando gradualmente i prezzi dell'energia. Il processo è stato seguito da una serie di campagne di comunicazione informativa, corsi di formazione per i membri delle associazioni di categoria e la creazione di call center con operatori esperti sull'argomento.

La liberalizzazione del mercato e, in particolare, l'introduzione della "tariffa transitoria" hanno spinto i consumatori a passare al mercato libero. Circa 4,6 milioni di clienti hanno

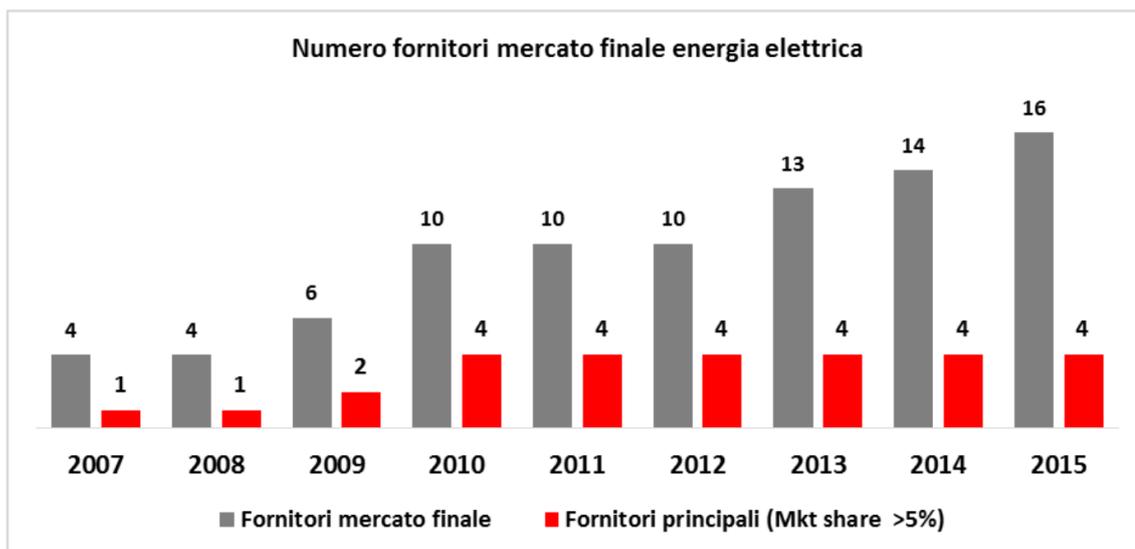
sottoscritto un'offerta sul mercato libero a giugno 2016, costituendo circa il 91% dei consumi totali (il 79% nel segmento residenziale).



Fonte: rielaborazione dati da ERSE (2016)

Figura 15: evoluzione clienti del mercato libero in Portogallo

Dall'apertura del mercato, il numero di fornitori sul mercato finale dell'energia è aumentato sia in generale (passando dai 4 a 16 dal 2007 al 2015), sia limitando l'osservazione dei fornitori con una quota di mercato superiore al 5% (passati da 1 a 4 nello stesso periodo).



Fonte: rielaborazione da Energy Data Sheets – EU Commission DG of Energy e ERSE

Figura 16: numero fornitori mercato finale energia elettrica

Nonostante l'aumento dei partecipanti, il mercato risente ancora della vecchia struttura monopolista e rimane fortemente concentrato, soprattutto nel segmento residenziale, in cui EDP raggiunge una quota dell'82%. I segmenti con alti consumi (Industriali e Grandi Clienti) presentano una situazione più equilibrata; tuttavia, anche in questi, la quota dei 4 fornitori principali supera l'80%.

L'analisi mostra che il processo di liberalizzazione non ha fino ad ora prodotto l'effetto desiderato sui prezzi al consumo finale. L'andamento dal 2011 al 2016 presenta, infatti, un trend di leggera crescita che si è mantenuto costante ed in linea con la media europea per tutto il periodo. Osservando tuttavia la composizione del prezzo si può notare come il contributo principale alla crescita sia dovuto all'aumento di tasse e tributi sull'energia determinati dallo stato.

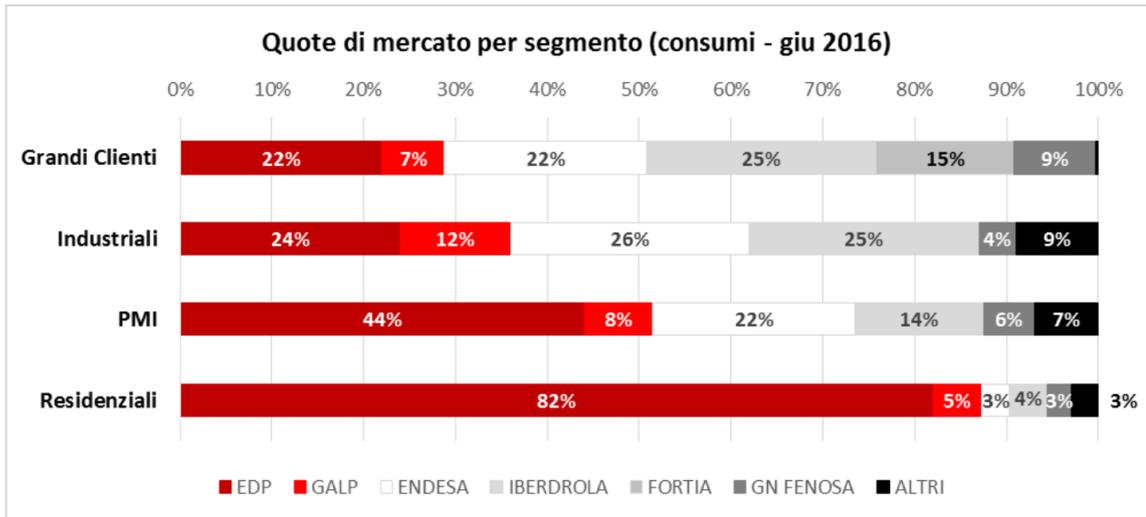


Figura 17: quote di mercato per segmento in Portogallo

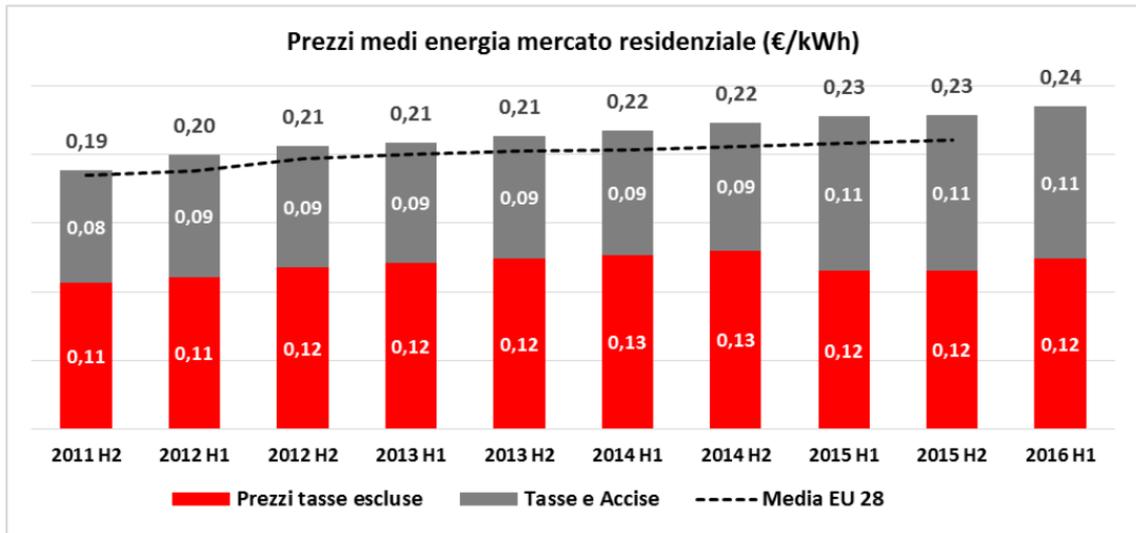


Figura 18: prezzi medi energia mercato residenziale in Portogallo

2.1.3 - Il caso del Regno Unito

Il Regno Unito è stato storicamente un precursore nell'avvio di processi di liberalizzazione che poi sono stati introdotti a livello europeo. Per quanto riguarda il mercato dell'energia, la privatizzazione risale al 1989, attraverso l'Energy Act. Negli anni successivi il settore è stato liberalizzato e si è evoluto in modo da separare i monopoli naturali (trasmissione e distribuzione) dalle attività a libera concorrenza (generazione, vendita all'ingrosso e vendita retail). Nel 1989 l'Electricity Act ha aperto la strada alla successiva liberalizzazione attraverso l'introduzione di un regime di licenze separate per le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita che ha segnato la fine del monopolio statale gestito dalla Central Electricity Generating Board, società che si occupava di tutte le attività della filiera in Inghilterra e Galles.

Fu concessa una sola licenza alla National Grid Company per l'attività di trasmissione, mentre per quanto riguarda la generazione furono assegnate tre licenze alla National Power (oggi RWE), alla PowerGen (oggi e.on) e alla Nuclear Electric (oggi EDF). La Scozia mantenne invece, nelle prime fasi, un modello totalmente integrato. Relativamente alle attività di distribuzione e vendita furono inizialmente mantenuti i 14 monopoli regionali, in vista di un'apertura graduale alla concorrenza, avvenuta nel 1994 per i clienti grandi consumatori e nel 1999 per il resto del mercato. Nel 2000 i due enti regolatori per il settore del gas e dell'elettricità furono fusi in un'unica agenzia (OFGEM) con il mandato di proteggere l'interesse dei consumatori promuovendo la concorrenza nei mercati.

Il "terzo pacchetto energia" dell'Unione Europea, introdotto nel 2009, rafforzava le misure dei pacchetti precedenti in tema di liberalizzazione, con lo scopo di creare un mercato dell'energia efficiente a livello europeo. Grazie alle misure che erano già state prese in Gran Bretagna per aprire i mercati del gas e dell'elettricità alla concorrenza, furono pochi, rispetto ad altri Stati membri, gli interventi necessari per rendere effettiva l'attuazione del terzo pacchetto. I principali interventi sul mercato retail erano focalizzati sulla protezione del consumatore, in particolare si evidenzia la standardizzazione del periodo di ripensamento a 14 giorni e l'impegno a ridurre a 3 settimane il tempo necessario per completare il cambio di fornitore.

Nel 2010 e nel 2011 la OFGEM avviò una revisione del mercato retail a causa di alcune preoccupazioni sul suo funzionamento. In particolare, si evidenziavano la difficoltà dei consumatori nel reperire e comprendere le informazioni dei fornitori e l'eccessiva complessità delle tariffe. Con lo scopo di eliminare questi ostacoli al coinvolgimento dei consumatori, OFGEM introdusse un ampio pacchetto di misure volte a rendere il mercato più semplice, chiaro ed equo per i consumatori. Tali misure, rese effettive tra il 2013 e il 2014 includevano interventi per semplificare le strutture tariffarie, rendere più comprensibili le 40 comunicazioni verso i clienti finali e introdurre regole di condotta commerciale più stringenti tra cui:

- restrizioni sul numero di offerte per ciascun operatore (per un massimo di 4) e limitazioni sulle tipologie di sconto disponibili (sconti possibili solo in caso di offerte “dual fuel”, pagamento tramite addebito diretto in conto corrente/carta di credito o in caso di offerte sottoscritte online);
- obbligo di comunicare periodicamente ai clienti l'offerta più vantaggiosa disponibile nel proprio catalogo;
- standardizzazione delle tariffe, prezzi fissi o indicizzati e struttura composta da un termine predefinito (standing charge, eventualmente pari a zero) e uno proporzionale ai consumi (per-unit charge).

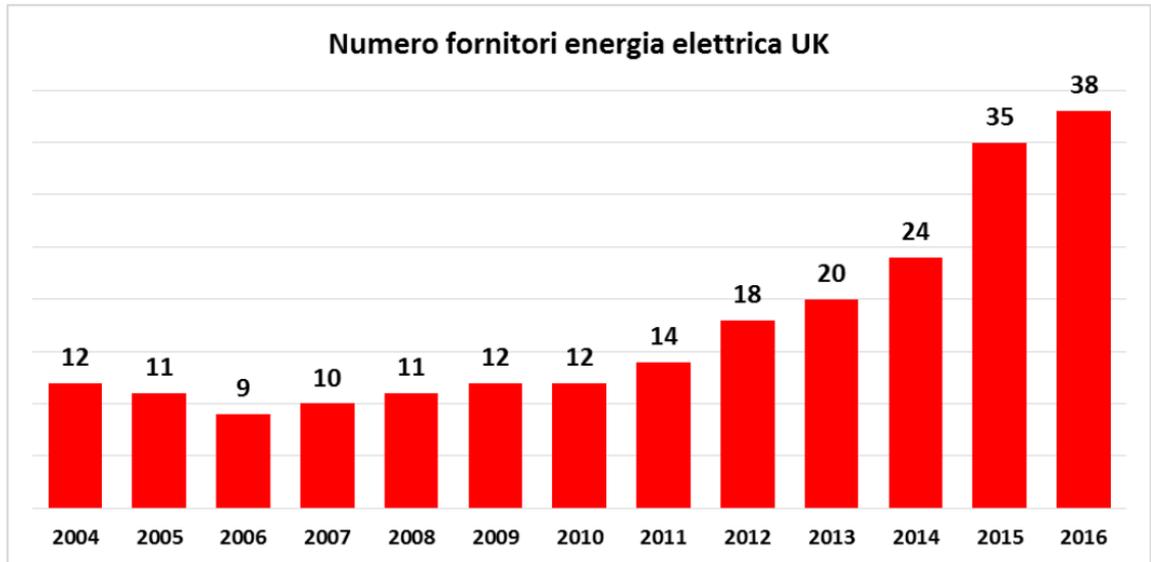
Passando all'analisi dei dati numerici e dei risultati conseguiti, lo studio mostra che:

Il mercato retail nel Regno Unito è costituito (al 2018) da 38 fornitori attivi:

- 6 grandi operatori (“Big Six”) che includono i vecchi monopolisti regionali e gli assegnatari delle prime licenze;
- 32 nuovi operatori che sono entrati nel mercato dopo la liberalizzazione.

Esistono inoltre 8 fornitori “white label” che, pur operando in altri settori, collaborano con fornitori regolarmente dotati di licenza, commercializzando offerte di energia con il proprio marchio. Tra il 2004 e il 2011, il numero di fornitori attivi è rimasto sostanzialmente stabile. Dal 2012, il numero di fornitori è aumentato rapidamente grazie all'ingresso sul mercato di nuove società; questa crescita ha accelerato nel 2015 con l'ingresso di altri 11 fornitori ed è proseguita con altri 3 nel primo trimestre del 2016.

Il seguente grafico, anche se riporta la situazione a marzo 2016, è utile per osservare il cambio di tendenza tra il periodo precedente e quello successivo rispetto alle misure di liberalizzazione.



Fonte: rielaborazione da "Retail Market Indicators" - OFGEM (2016)

Figura 19: numero di fornitori di energia elettrica UK

Con l'aumento dei player sul mercato la quota dei sei fornitori principali è diminuita costantemente, mantenendosi tuttavia piuttosto elevata (87%). Di conseguenza è aumentata la quota di mercato dei nuovi entranti, con sei di questi che sono riusciti a superare l'1%.

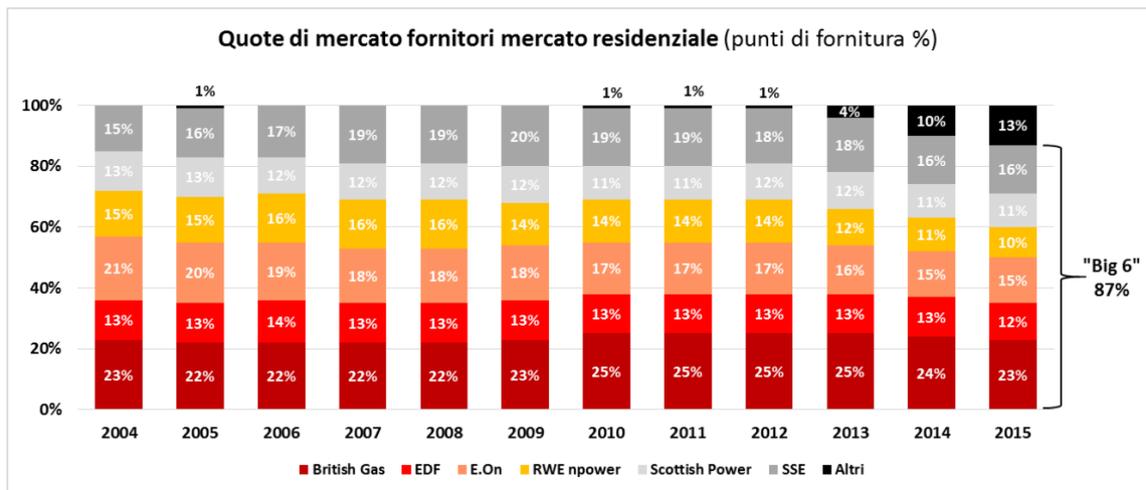
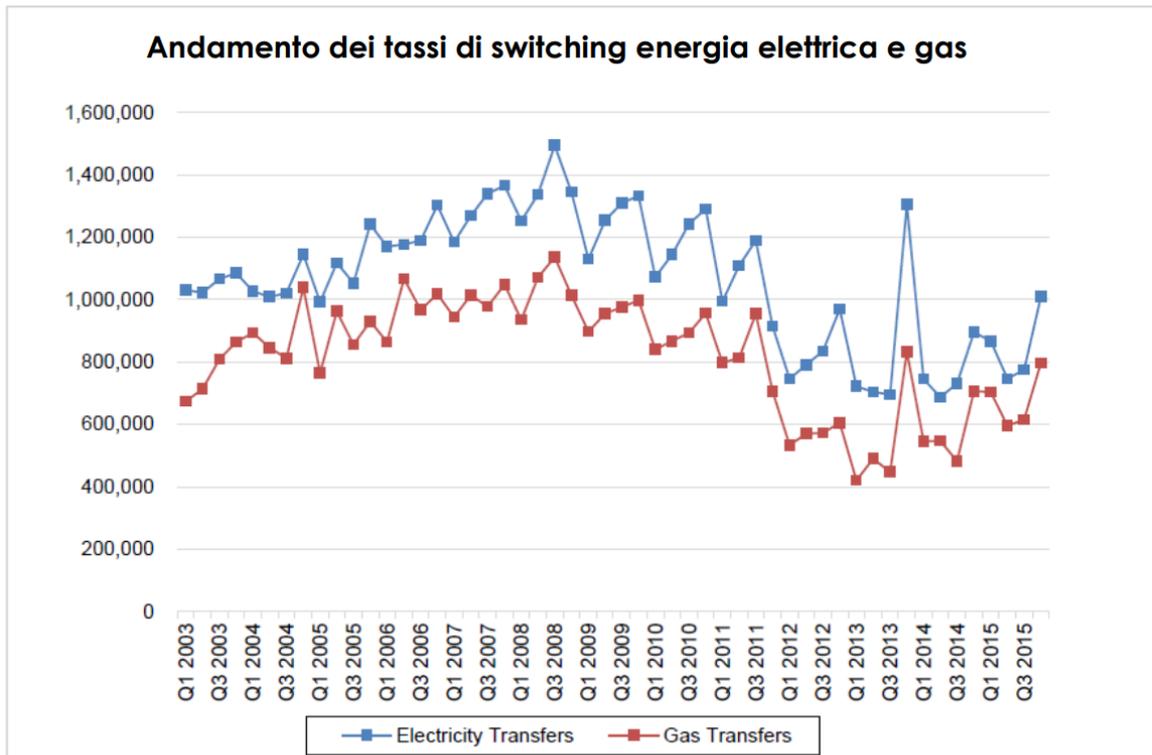


Figura 20: quote di mercato fornitori mercato residenziale UK

Osservando l'andamento del numero degli switch da un fornitore all'altro, si può notare una crescita costante dall'avvio della liberalizzazione fino al 2008, seguita da un rapido calo fino al 2014 a livelli precedenti il 2003. Questa diminuzione è stata probabilmente generata da una combinazione di fattori quali il divieto per gli operatori di applicare discriminazioni di prezzo tra le diverse regioni (2010) e, soprattutto, la decisione dei "Big 6" di sospendere le vendite "porta a porta" (tra il 2011 e il 2012). Negli ultimi 2 anni si è registrata invece un'inversione di tendenza che ha riportato il tasso di switch su base annua a un livello del 12%, presumibilmente per gli effetti positivi delle misure contenute nella Retail Market Review e per l'ingresso sul mercato di numerosi nuovi player.



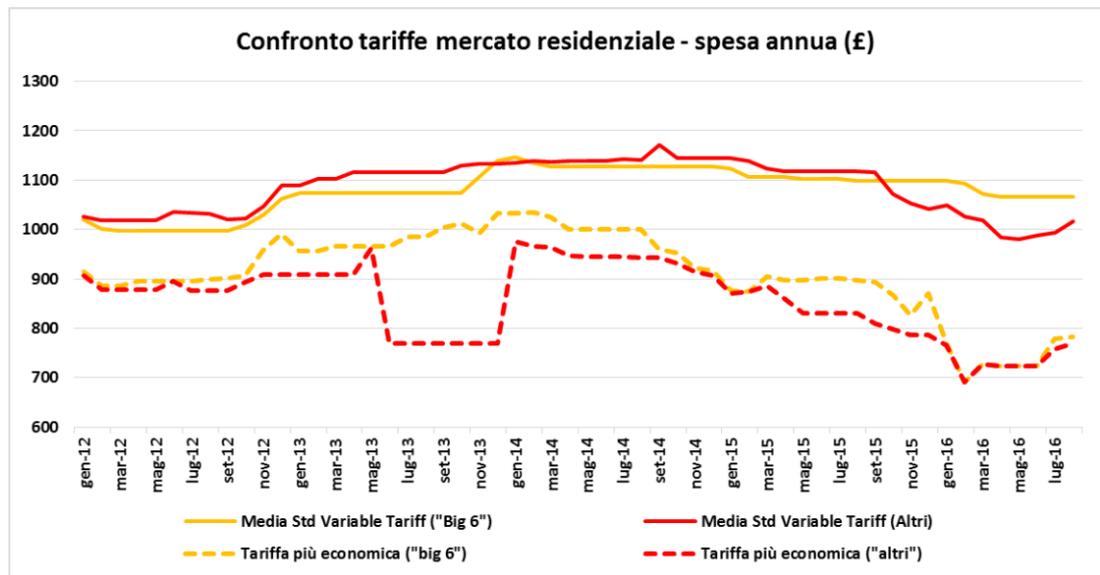
Fonte: Energy Market Investigation: Final Report – CMA (2016)

Figura 21: andamento dei tassi di switching energia elettrica e gas

Oltre a cambiare fornitore, i clienti possono naturalmente cambiare tariffa o altri elementi contrattuali rimanendo con lo stesso operatore. Le offerte disponibili sono suddivise convenzionalmente in due categorie:

- *Standard Variable Tariff* – si tratta della tariffa di default per i consumatori che non partecipano attivamente al mercato e non scelgono quindi un fornitore o una tariffa specifica;
- *Non-standard Tariffs* – si tratta di tariffe generalmente a prezzo fisso con una durata temporale predefinita.

Nonostante, tra le “Big 6”, i prezzi delle tariffe standard siano sensibilmente più alti rispetto alle altre tariffe, circa il 67% dei clienti residenziali ha ancora la prima tipologia.



Fonte: rielaborazione da "Retail Market Indicators" - OFGEM

Figura 22: confronto tariffe mercato residenziale

La presenza di potenziali risparmi per tutto l'arco temporale e considerato il fatto che la maggior parte dei consumatori non ne abbia approfittato è un sintomo della loro bassa partecipazione al mercato. La OFGEM ha varato nel 2014 un nuovo sistema di monitoraggio per verificare l'effetto delle riforme della Retail Market Review. Una delle caratteristiche principali del nuovo modello di valutazione è il Consumer Engagement Index che è utilizzato per monitorare il livello di coinvolgimento dei clienti retail. Questo indice si basa sulle azioni effettive dei consumatori come, ad esempio, il cambio di tariffa o di fornitore o la visita su siti specializzati nel confronto tra diverse offerte.

La Competition&Markets Authority (CMA) ha condotto, su richiesta di OFGEM, una lunga e approfondita indagine per verificare la presenza di eventuali elementi di distorsione della concorrenza nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, per tutte le attività della filiera. L'esigenza dell'indagine è scaturita dalle crescenti preoccupazioni legate ad alcuni fenomeni quali ad esempio il costante aumento dei prezzi finali registrato dal 2004 al 2014 e la scarsa fiducia verso i fornitori, soprattutto se paragonata ad altri settori. Dalle evidenze delle analisi emerge un quadro complessivamente positivo tra cui spiccano alcuni elementi quali un mercato all'ingrosso molto efficiente e l'ingresso di

numerosi nuovi entranti nel mercato retail. Si evidenziano tuttavia alcune problematiche sostanziali sulle quali intervenire, tra cui:

- il basso coinvolgimento dei consumatori, che gli operatori sfruttano per mantenere prezzi elevati sulle tariffe standard;
- la presenza di vincoli regolatori stringenti sulla struttura delle tariffe e sulle tipologie di sconto praticabili, che da un lato semplifica la scelta al consumatore, ma dall'altro limita le potenzialità commerciali dei fornitori e riduce l'offerta disponibile. Per cercare di risolvere le problematiche emerse, aumentare l'efficienza del mercato retail e il coinvolgimento dei consumatori, la CMA ha infine proposto un "pacchetto" di 30 interventi suddivisi tra raccomandazioni al regolatore, e richieste di impegno agli operatori.

2.2 - Il grado di concorrenza e il pass-through dei costi

I prezzi all'ingrosso dell'energia hanno seguito un andamento simile nella maggior parte delle economie europee e negli Stati Uniti e, dopo un'impennata a metà degli anni 2000, sono ritornati al livello della fine degli anni '90. Tuttavia, i prezzi al dettaglio dell'elettricità non sembrano aver risposto a queste variazioni di costo. Nonostante un decennio di liberalizzazione e deregolamentazione, nonché una pressione competitiva in costante aumento, le tariffe al dettaglio europee sono aumentate dal 2000. In un rapporto del 2014, la Commissione europea ha rilevato che i prezzi al dettaglio dell'energia sono aumentati del 4% all'anno in tutti gli stati membri nel periodo dal 2008 al 2012 (Tomaso Duso 2017).

Dunque, soprattutto per i decisori politici, è fondamentale comprendere in quale misura le variazioni dei costi vengono trasmesse ai prezzi al dettaglio per i consumatori finali, ovvero il cosiddetto pass-through; in particolare nei mercati che sono al centro dell'attenzione dell'opinione pubblica, come la vendita al dettaglio dell'energia. Come spesso segnalato dagli analisti, i risparmi sui costi nei mercati all'ingrosso non vengono sempre effettivamente trasferiti ai consumatori finali e quindi il tasso di pass-through è talvolta basso.

Il concetto del pass-through dei costi è importante anche in ottica di liberalizzazione e promozione della concorrenza nel mercato energetico, analizzando le modalità con cui i costi vengono trasferiti sui prezzi finali per i consumatori.

Uno dei punti cardine della liberalizzazione è la trasparenza dei prezzi: i consumatori devono poter osservare come le variazioni dei costi di produzione e fornitura influenzano i prezzi finali. Un pass-through trasparente assicura che i consumatori comprendano l'origine dei costi e possano quindi fare scelte informate tra i fornitori. Inoltre, il pass-through è un indicatore della capacità dei fornitori di trasferire o assorbire le variazioni di costo. Se il pass-through è diretto e rapido, i fornitori sono incentivati a competere e a ridurre i propri costi di approvvigionamento e gestione, migliorando così l'efficienza. La concorrenza spingerebbe le aziende a differenziarsi anche con offerte più vantaggiose per i consumatori. Se, però, il passaggio diviene troppo rapido può significare che le fluttuazioni dei prezzi delle materie prime (come gas o petrolio) si riflettano

immediatamente sui consumatori, il che può risultare in certi casi penalizzante. Un pass-through più graduato può invece stabilizzare i prezzi finali, riducendo l'impatto delle oscillazioni e permettendo ai consumatori, non solo domestici ma soprattutto alle aziende, di pianificare meglio le proprie spese energetiche.

Quindi considerare il pass-through dei costi dell'energia è utile anche per verificare che la liberalizzazione produca benefici effettivi per i consumatori, promuova l'efficienza dei fornitori e riduca le possibilità di comportamenti monopolistici o anti-concorrenziali, sostenendo così una struttura di mercato sana e dinamica.

2.2.1 – Il caso tedesco

L'articolo "*Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail - T. Duso, F. Szücs - 2017*" fornisce un'interessante analisi empirica del passaggio dei costi nel mercato al dettaglio tedesco dell'elettricità. Sulla base di un set di dati dettagliato delle tariffe mensili dell'elettricità per diverse tipologie di consumo a livello di "codice postale" nel periodo dal 2007 al 2014, è stato studiato come le variazioni nei principali fattori di costo, ad esempio oneri di rete, canoni di licenza e prezzi all'ingrosso dell'elettricità, vengono trasmessi alle tariffe al dettaglio.

È emerso che il passaggio dei costi è mediamente incompleto, intorno al 60%. Tuttavia, ci sono alcuni elementi di eterogeneità. Il tasso di passaggio è inferiore nei segmenti di mercato in cui i clienti affrontano costi di cambio più elevati. Le "tariffe base", ovvero le tariffe che le famiglie ottengono automaticamente se non sono disposte o in grado di cambiare rivenditore, rispondono meno agli shock dei costi rispetto alle tariffe meno costose disponibili (ovvero il segmento competitivo del mercato). Tuttavia, anche nel segmento di mercato competitivo il pass-through non è completo. Ciò potrebbe essere dovuto a contratti di fornitura a lungo termine e a un certo grado di potere di mercato da parte dei rivenditori.

D'altra parte, è emerso che il tasso di pass-through non dipende fortemente dall'identità dei rivenditori. Mettendo a confronto grandi aziende verticalmente integrate, servizi di pubblica utilità municipali, aziende con una struttura proprietaria mista e piccoli rivenditori indipendenti, è emerso che le aziende indipendenti, che supponiamo siano più competitive, mostrano tassi di pass-through più alti del 15-20% nel segmento di mercato competitivo; mentre i tassi di pass-through alle tariffe base non differiscono significativamente tra le aziende. Ciò indica che la capacità di esercitare potere di mercato è determinata prevalentemente da fattori dal lato della domanda (ricerca dei consumatori e comportamento di cambio fornitore) piuttosto che da fattori dal lato dell'offerta (scala e integrazione verticale dei rivenditori).

Inoltre, si riscontra un grado significativo di variazione temporale nei tassi di pass-through. Mentre il pass-through delle tariffe di base rimane relativamente stabile, quello delle tariffe competitive è relativamente basso all'inizio del periodo campione e aumenta

fino a quasi l'unità nel periodo 2012-2014. Sembra quindi che la pressione competitiva stia aumentando soprattutto nel segmento di mercato più competitivo.

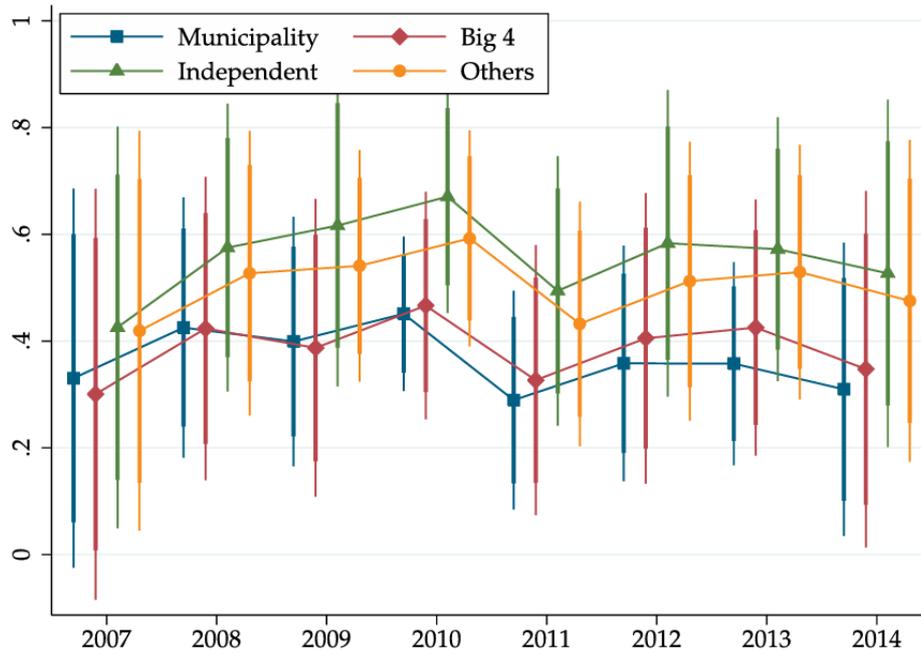


Figura 23: pass-through annuale dei costi delle tariffe base dell'operatore per tipo di impresa (fonte: Duso, 2017)

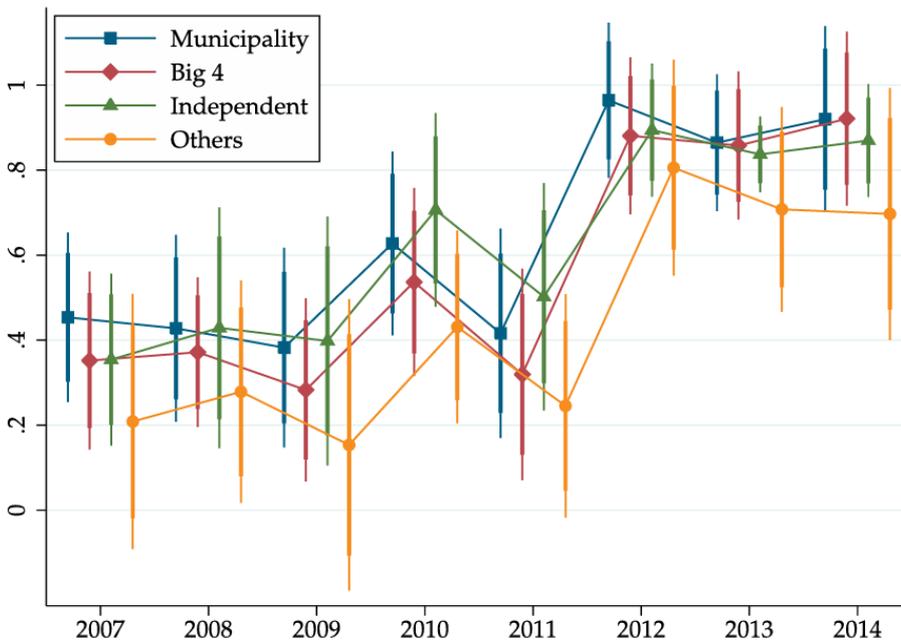


Figura 24: pass-through annuale dei costi delle tariffe migliori per tipo di impresa (fonte: Duso, 2017)

2.2.2 - Particolarità del mercato elettrico in Germania

Lo studio si è concentrato sul mercato dell'elettricità al dettaglio in Germania per diversi motivi. In primo luogo, i mercati energetici al dettaglio, come l'elettricità e il gas, sono stati sotto i riflettori in tutti i principali paesi sviluppati negli ultimi decenni, soprattutto in Europa. Tuttavia, a differenza di settori come le telecomunicazioni, la liberalizzazione, la privatizzazione, la ristrutturazione e la deregolamentazione dei mercati energetici (stimolate dalla direttiva della Commissione UE) non sembrano aver avuto pieno successo. Mentre quasi tutti i paesi europei hanno raggiunto l'obiettivo dichiarato di mercati al dettaglio completamente liberalizzati e l'ingresso è avvenuto su larga scala, i benefici diretti per i consumatori in termini di prezzi più bassi e servizi migliori non sembrano essersi pienamente concretizzati.

Il mercato tedesco è caratterizzato da una struttura verticale che comprende un segmento di generazione, un mercato all'ingrosso e mercati al dettaglio. La rete di trasmissione assicura che l'energia generata o importata venga consegnata alle società di fornitura regionali, che poi la distribuiscono tramite reti di distribuzione a bassa o media tensione ai rivenditori di energia e ai clienti finali.

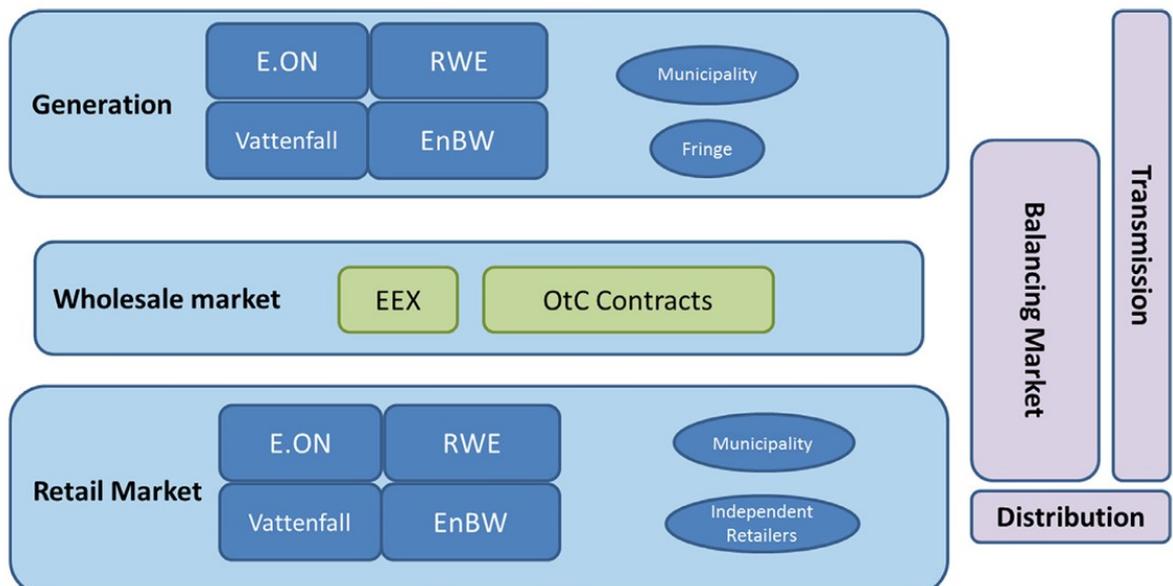


Figura 25: struttura del mercato dell'energia elettrica in Germania (fonte: Duso, 2017)

Il segmento di generazione in Germania è dominato da tre utility integrate verticalmente, sebbene legalmente separate: E.ON, RWE ed Energie Baden Württemberg (EnBW). Inoltre, un quarto forte player verticalmente integrato, la società svedese Vattenfall, è entrato nel mercato nel 2002. Insieme soddisfano 2/3-3/4 della domanda totale di elettricità tedesca. Il restante fabbisogno energetico tedesco è coperto dalla produzione locale da un gran numero di fornitori municipali, altri produttori più piccoli e importazioni dall'estero.

Una caratteristica importante del mercato elettrico tedesco è che i mercati energetici al dettaglio hanno una portata regionale, almeno per quanto riguarda le famiglie e i piccoli clienti commerciali. Nel suo rapporto di monitoraggio del 2009, l'autorità di regolamentazione tedesca ha affermato: "Geograficamente, il mercato rilevante per la fornitura di clienti domestici di base deve essere definito a livello di area di copertura, ovvero la rete a bassa tensione necessaria per fornire [energia]" (Bundesnetzagentur, 2009, pagg. 77-79). Questi mercati regionali, definiti dalle aree di copertura, differiscono sostanzialmente in termini di struttura di mercato, livello di concorrenza e, di conseguenza, prezzi al dettaglio. In particolare, i quattro grandi operatori a monte sono anche operatori storici a valle in molte regioni. Molti dei piccoli fornitori verticalmente integrati (in particolare i fornitori municipali) sono anche titolari in diversi mercati regionali, generalmente nei comuni in cui operano.

Mentre diversi rivenditori offrono tariffe diverse in ciascuna di queste regioni, i fornitori storici sono legalmente obbligati a vendere energia a una tariffa di base a tutti i clienti domestici che non scelgono esplicitamente un altro fornitore. Di conseguenza, questa tariffa di base costituisce un limite superiore per i prezzi al dettaglio dell'energia in una determinata regione perché viene scelta automaticamente dai clienti che non vogliono o non hanno le informazioni per cambiare fornitore. Di conseguenza, i fornitori storici hanno un potere di mercato particolarmente elevato su questi clienti. Pertanto, ci si dovrebbe anche aspettare che le tariffe di base siano meno reattive alle variazioni dei costi rispetto a quelle offerte dalla frangia competitiva ai clienti più informati.

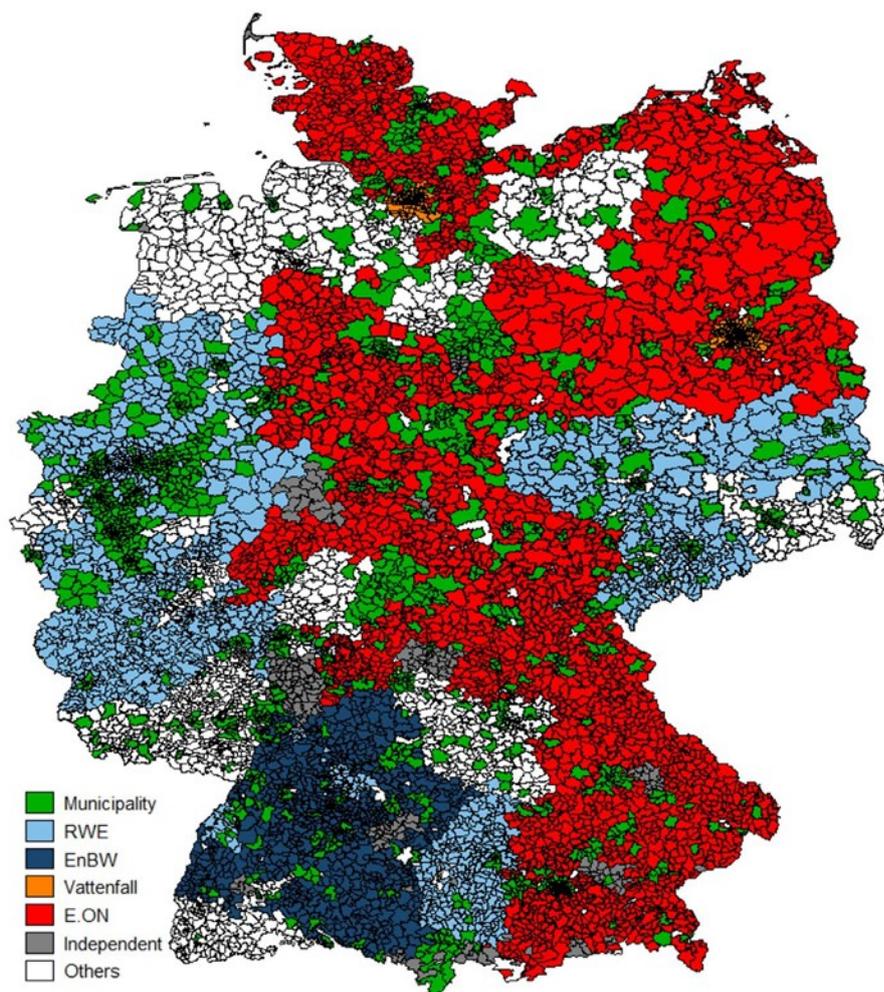


Figura 26: operatori storici nei mercati regionali in Germania nel 2010 (fonte: Duso, 2017)

Sebbene i mercati al dettaglio dell'elettricità tedesca siano stati liberalizzati nel 1998, il che ha portato a un sostanziale ingresso di nuovi operatori, e ogni rivenditore abbia accesso non discriminatorio a tutti i clienti in ogni mercato regionale, i clienti domestici tedeschi mostrano un elevato grado di inerzia. Il comportamento dei consumatori e, in particolare, la loro volontà o capacità di cambiare fornitore differiscono a seconda delle regioni. Ad esempio, i clienti che vivono in aree urbane hanno tassi di cambio più elevati perché tendono a essere meglio informati e ad affrontare un insieme più ampio di tariffe disponibili. Inoltre, il comportamento di cambio tende a essere correlato positivamente con reddito, istruzione e altri attributi, mentre i clienti vulnerabili tendono a cambiare meno spesso.

L'ente regolatore tedesco segnala che, mentre i clienti avevano, in media, una scelta di 97 fornitori in ogni mercato regionale nel 2013, i fornitori storici servivano ancora il 79 per cento delle famiglie totali nei mercati regionali tedeschi nel 2014, il 34 per cento delle quali era ancora rifornito alla tariffa di base più costosa (Bundesnetzagentur, 2014). Il numero di famiglie che hanno cambiato fornitore è cresciuto a un ritmo crescente nel tempo, eppure i fornitori storici hanno mantenuto una base di clienti molto solida. Nel 2014, 3,6 milioni di famiglie hanno cambiato fornitore di elettricità, che rappresenta meno del 10% di tutte le famiglie nel paese. (Tomaso Duso 2017).

2.3 - Verso un mercato unico

Fortemente dipendente dalle differenti politiche nazionali di liberalizzazione è la creazione di un mercato unico europeo dell'energia che faciliterebbe una gestione più efficace, sicura e sostenibile delle risorse energetiche, con vantaggi a lungo termine per i cittadini europei.

Un mercato unico permetterebbe ai paesi membri dell'UE di cooperare meglio in caso di crisi energetiche o carenze di forniture, riducendo la dipendenza dai fornitori esterni. Inoltre, le fonti rinnovabili, come l'eolico e il solare, hanno una produzione variabile a seconda delle condizioni climatiche. In un mercato unico, l'energia prodotta in eccesso in una regione (ad esempio, energia solare nel Sud dell'Europa) potrebbe essere facilmente trasferita a un'altra area dove c'è maggiore domanda, ottimizzando l'uso delle energie rinnovabili.

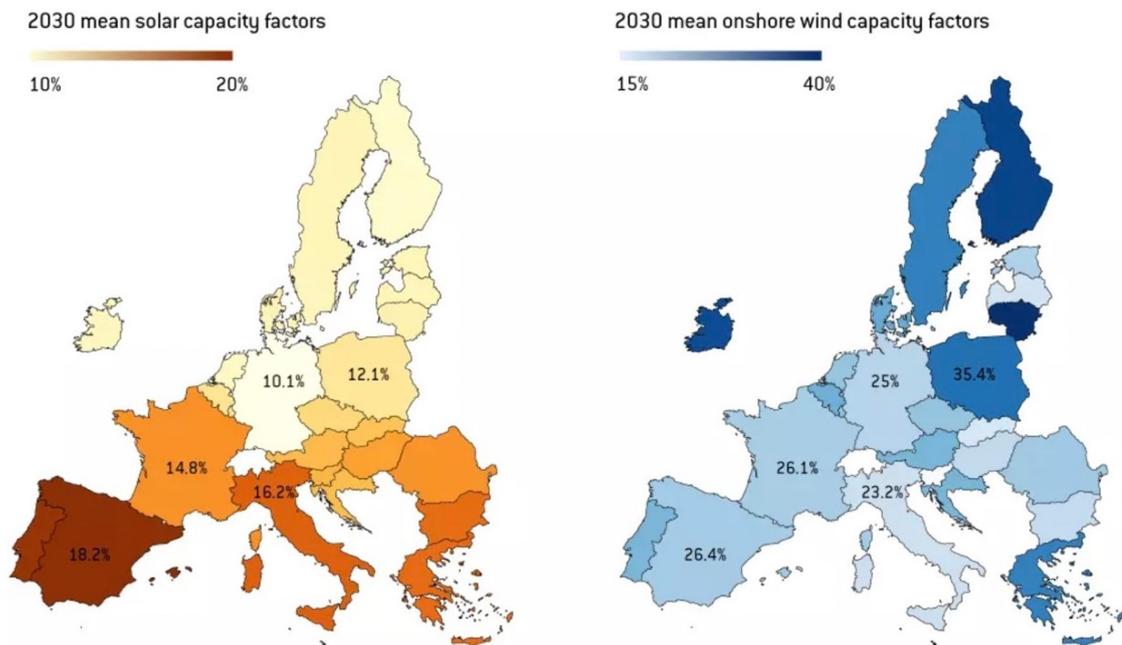


Figura 27: Potenziale di energia eolica e solare generabile negli Stati membri (fonte: "Unity in Power, Power in Unity: Why the EU Needs More Integrated Electricity Markets.")

Il principale vantaggio per i consumatori dovrebbe essere quello della riduzione dei costi in quanto, integrando i mercati energetici nazionali in un unico mercato europeo, si potrebbe creare una concorrenza più equa tra fornitori, spingendo verso una riduzione dei costi legati all'approvvigionamento dell'energia. Un mercato comune favorirebbe anche il miglior uso delle risorse e delle infrastrutture, con vantaggi in termini di efficienza. Infatti, un mercato unico incoraggerebbe investimenti in ricerca e innovazione, promuovendo tecnologie più pulite e sostenibili oltre alla realizzazione di infrastrutture condivise.

2.3.1 - Il mercato europeo

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, come approfondito nell'articolo di Lavatelli, ha seguito il solco tracciato alla fine degli anni Ottanta dall'Inghilterra tatcheriana in quanto l'esperienza inglese ha posto le basi teoriche per il superamento dei confini dei singoli Stati per l'integrazione di un mercato europeo.

La scelta delle istituzioni comunitarie di utilizzare la formula anglosassone del "rolling back the state" ha fornito un nuovo spunto per avanzare il progetto energetico europeo sviluppato nei trattati CECA e EURATOM. Questa nuova declinazione del mercato comune si basa sull'idea che l'apertura al mercato, in particolare quello transfrontaliero, consentirebbe la trasmissione dell'energia dove più richiesta e valorizzata, oltre che dare la possibilità ai consumatori di scelta dell'operatore energetico.

Non è stato, però, tutto così semplice in quanto la strategia comunitaria-europea per la definizione di una politica energetica comune si è rivelata nelle proprie fragilità e contraddizioni. Oltre alle incompatibilità sul campo politico, dopo anni in cui la materia dell'energia è stata centrale nel diritto comunitario al punto da meritare una trattazione specifica in due trattati CEE su tre, con l'inizio del progetto di un mercato energetico comune di vasta scala e l'approvazione dei primi trattati a competenza generale dell'Unione, la base giuridica che consentiva alle istituzioni comunitarie di adottare misure di larga scala sui temi dell'energia è invece venuta meno. Il fatto che ciascun ordinamento abbia potuto adottare modi diversi per aprire il proprio mercato interno ha avuto un impatto non solo sul livello di crescita della concorrenza all'interno del paese, ma anche sull'efficacia della concorrenza tra operatori.

Anche le misure più convintamente propense al libero mercato sono state in gran parte inefficaci: prima di tutto, il mito secondo cui l'apertura dei mercati all'iniziativa privata avrebbe ridotto l'inefficienza della gestione pubblica, consentendo una più efficace allocazione delle risorse, promuovendo lo sviluppo tecnologico e contemporaneamente riducendo i prezzi è svanito.

I risultati esterni negativi assolutamente imprevisi sono emersi, come il fatto che i consumatori non hanno risposto all'apertura del mercato come si aspettava e hanno preferito cercare l'offerta più vantaggiosa. Ciò ha portato alla questione degli utenti inerti,

che sono coloro che non hanno mai deciso a chi affidarsi per la fornitura di energia elettrica e vengono ricondotti automaticamente alle tariffe standard delle compagnie principali.

L'Unione Europea non sembra aver abbandonato, almeno per il momento, l'idea che l'apertura dei mercati e l'avanzamento della concorrenza debbano continuare a essere l'obiettivo principale quando si tratta di servizi di interesse economico generale.

2.3.2 - Nascita del Nord Pool

Un primo esempio di mercato dell'energia elettrica integrato può essere considerato la nascita del "Nord Pool". Nel 1995, i negoziati per valutarne la fattibilità iniziarono ufficialmente, con l'istituzione di un apposito comitato composto da ministri competenti di Norvegia e Svezia.

Da un punto di vista politico-istituzionale, l'abolizione dei dazi transfrontalieri fu il punto di partenza del processo di integrazione; tuttavia, il vero elemento trainante del mercato integrato è stato l'integrazione di meccanismi e strategie regolative basate sul modello norvegese, che offriva una soluzione alla diversità delle esigenze legate a ciascun sistema produttivo.

La Norvegia e la Svezia utilizzavano la tecnologia idroelettrica per il 95% della loro produzione elettrica. Invece, Finlandia e Danimarca, che si sono unite al Nord Pool dal 1998 al 2000, si concentravano sulla produzione da centrali termiche. Di conseguenza, l'opportunità di aumentare la fornitura di sicurezza nei mercati norvegese e svedese, in cui la produzione idroelettrica stagionale era un importante fattore di oscillazione del mercato, ha portato alla necessità di un mercato integrato. La Danimarca, che era limitata dalle risorse fossili, e la Finlandia, che utilizzava energia nucleare e gas, hanno beneficiato di un miglioramento delle performance ambientali e della sostenibilità e hanno avuto la capacità di controllare la produzione nazionale.



Figura 28: logo Nord Pool (fonte: nordpoolgroup.com)

Nel corso degli anni, il mercato "fisico" del Nord Pool ha ampliato la sua area di operatività fino a diventare la più grande piattaforma di affari dell'energia elettrica per volume scambiato nel 2016. Ciò ha creato un mercato comune unico in nessuna macroregione europea o mondiale e lo ha reso il caso più studiato da parte dell'Unione Europea, in particolare per quanto riguarda l'attuazione delle Direttive in materia.



Figura 29: mappa del Nord Pool market (fonte: nordpoolgroup.com)

La capacità di regolare il mercato integrato è stata messa in discussione nel dibattito interno agli Stati membri del Nord Pool, in particolare dopo tre picchi significativi dei prezzi durante la stagione invernale del 2009-2010. Il divario tra scambi di beni materiali e monetari può attirare speculatori di breve periodo, cioè coloro che cercano di massimizzare il guadagno sfruttando inefficienze, instabilità del sistema e asimmetrie informative. Ciò può anche influenzare il comportamento dei produttori.

Tuttavia, la crescita del trading finanziario e della trasformazione dell'energia elettrica in commodity è un cambiamento di per sé considerato favorevole, poiché un mercato dei derivati trasparente può fornire un prezzo di riferimento per il futuro, fungendo da benchmark anticipatorio, e l'emergere dei fenomeni speculativi dà risalto a quelle che sono le difficoltà del sistema, consentendo alle autorità di intervenire per mitigarne gli effetti.

CAPITOLO 3: gli effetti dell'annuncio della riforma

L'obiettivo di questo capitolo dell'elaborato è quello di analizzare gli effetti dell'annuncio di un importante cambiamento nel settore dell'energia in Italia: la fine del servizio di maggior tutela. Nonostante una serie di rinvii, la delibera Arera 363 di agosto 2023 e la numero 600 di dicembre 2023 hanno fissato al primo luglio 2024 la fine definitiva del servizio di maggior tutela per i clienti domestici.

L'obiettivo strategico dichiarato dall'autorità è quello di "Garantire la concorrenza e la tutela dei clienti vulnerabili". Le linee di intervento sono molteplici:

- completamento della rimozione delle tutele di prezzo;
- innovazione e adeguamento del servizio di ultima istanza (servizio che garantisce la continuità ai clienti che rimangono senza fornitore);
- sviluppo degli strumenti di tutela dei clienti vulnerabili;
- rafforzamento del monitoraggio del mercato, con apposite analisi dei livelli e delle cause sottostanti ai differenziali di prezzo fra mercato libero e tutelato e delle strategie di offerta dei principali operatori, finalizzato ad eventuali iniziative di segnalazione.

Proprio su quest'ultimo punto si concentrano le analisi svolte nei seguenti paragrafi, passando in rassegna eventuali effetti sia sulla domanda, in termini di passaggio di utenti dal mercato tutelato e quello libero, che sull'offerta, in termini di numero di imprese attive nel settore e quote di mercato.

3.1 - La domanda: tasso di switching e percentuale di utenti nel mercato libero

Dal lato della domanda si assiste ad una dinamicità dei clienti che escono dalla maggior tutela. Un dato molto interessante da analizzare è il cosiddetto "tasso di switching" (o tasso di cambio fornitore) che è il rapporto tra il numero di cambi fornitore effettuati dagli utenti e i punti di prelievo (utenze) attivi. È stato del 19%

circa per i clienti domestici in Italia nel 2023 e, come si evince da grafico, a partire dal 2011 è stato in costante aumento. Questo significa che sempre più utenti scelgono consapevolmente di cambiare il proprio fornitore di energia elettrica.

FIG. 2.17 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011

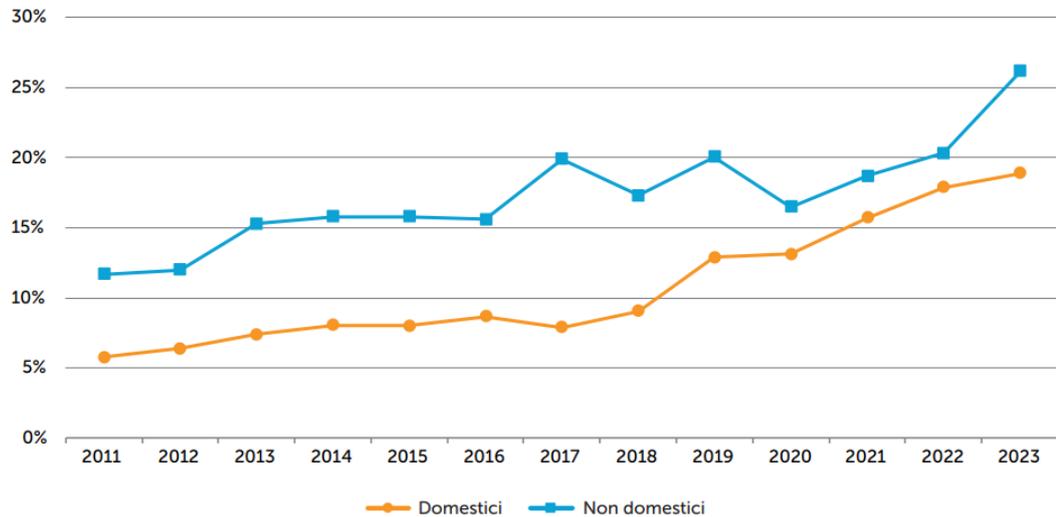


Figura 30: tasso di switching (fonte: Arera, indagine annuale sui settori regolati)

Un ulteriore risultato da analizzare è il numero di utenti che, durante il periodo di osservazione, hanno scelto di passare al mercato libero. La percentuale di clienti domestici nel mercato libero è costantemente aumentata negli anni. I dati di Arera riportati sulla mappa che segue mostrano, inoltre, che in tutte le regioni italiane, seppur con qualche differenza percentuale, le utenze sono servite in maggioranza dal mercato libero. Confrontando i dati del 2022 e del 2023, è evidente un aumento di utenti che sono nel mercato libero in tutte le regioni. Il grafico mostra anche valori percentuali maggiori nelle regioni del Nord Italia rispetto a quelle del Sud, sia nel 2022 che nel 2023.

Il maggior numero di utenti nel mercato tutelato nel Sud Italia rispetto ad altre aree del Paese potrebbe essere attribuito ad una serie di fattori economici, sociali e culturali. Oppure, come è stato approfondito in seguito, ad una diversa disponibilità di offerte per il cliente finale. Questo influisce direttamente sulla scelta degli utenti in ambito energetico. Le famiglie con una minore capacità di spesa dovuta e redditi più bassi, tendono a essere più caute quando si tratta di scegliere opzioni di mercato libero, che

potrebbero portare a una variazione dei prezzi o a contratti meno comprensibili. La stabilità offerta dal mercato tutelato è spesso percepita come una garanzia per evitare spese impreviste. Dunque, a causa dei minori redditi, una parte significativa della popolazione nel Sud Italia si trova in condizioni di vulnerabilità economica. Il mercato tutelato, con le sue tariffe regolamentate, è spesso visto come una soluzione più sicura per evitare aumenti improvvisi dei costi energetici e quindi la sua abolizione necessita di un processo di informazione degli utenti affinché ne colgano gli aspetti positivi.

Domestici - settore elettrico - mercato libero - sett '22 Domestici - settore elettrico - mercato libero - sett '23

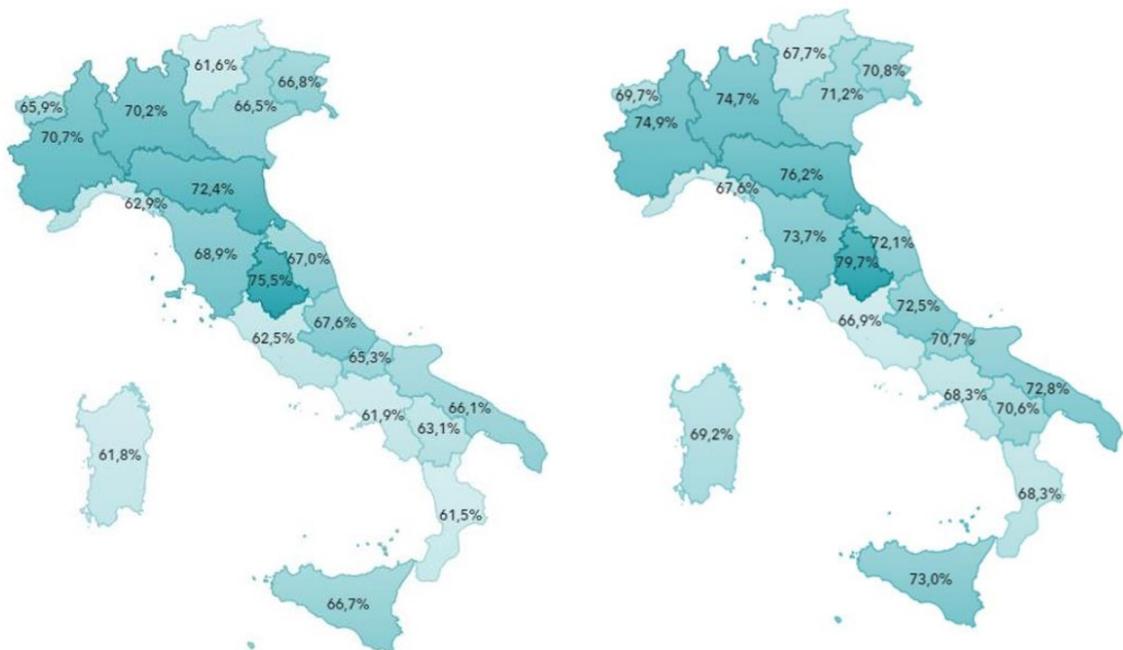


Figura 31: mappa regionale punti di prelievo domestici nel mercato libero (Fonte: Arera)

3.2 - L'offerta: numero di operatori attivi e quote di mercato

Il numero di fornitori di energia elettrica è un indicatore fondamentale per studiare la concentrazione del mercato e la capacità, da parte delle imprese attive, di esercitare pressione concorrenziale.

Nel 2023 nel mercato libero sono stati attivi 582 gruppi societari (*fonte Monitoraggio Retail Arera*) con un decremento netto di -20 unità rispetto al 2022. La diminuzione del numero di gruppi societari attivi rappresenta una novità rispetto agli anni precedenti, in cui si era sempre registrata una crescita. Numerosi gruppi societari sono cresciuti a livello geografico, allargando la propria presenza sul territorio nazionale, anche attraverso l'acquisizione di singole società di vendita operanti in zone geografiche differenti da quelle in cui i gruppi erano originariamente operativi. Nonostante l'elevatissimo numero di imprese attive nel mercato libero, nell'insieme tali operatori riescono solo parzialmente a esercitare un'efficace pressione concorrenziale sugli operatori maggiori e in maniera stabile nel susseguirsi degli anni. Anche se in media gli operatori stanno espandendo l'area geografica di attività per tutte le tipologie di clienti, i nuovi entranti nel mercato sono frammentati, con quote di mercato in media esigue.

È opportuno precisare che il caso italiano è molto diverso da quello degli altri paesi europei, così come confermato dai casi di letteratura esaminati nel capitolo precedente. In Italia, infatti, dopo la liberalizzazione del mercato elettrico, il numero di fornitori è cresciuto a dismisura, soprattutto se confrontato con i 60 operatori attivi in Gran Bretagna o con i 200 della Francia.

Analizzando la quota di mercato dei primi 10 operatori e confrontando i dati del 2022 e del 2023 non si notano grandi differenze in termini di punti percentuali. Il primo operatore Enel, nonostante la cui quota di mercato scenda da 59,1% a 55,3%, ha una differenza molto marcata (precisamente di 45,9% punti percentuali) rispetto ad Eni, secondo operatore di mercato.

Considerando le quote di mercato per le diverse zone geografiche italiane, i primi due operatori sono gli stessi al nord, al centro e al sud. Enel, in particolare, raggiunge la quota di mercato di 72,8% nel Sud. Per altri operatori, invece, si leggono differenze più evidenti: per esempio il terzo operatore nel nord è A2A, al centro è Acea e al sud Edison.

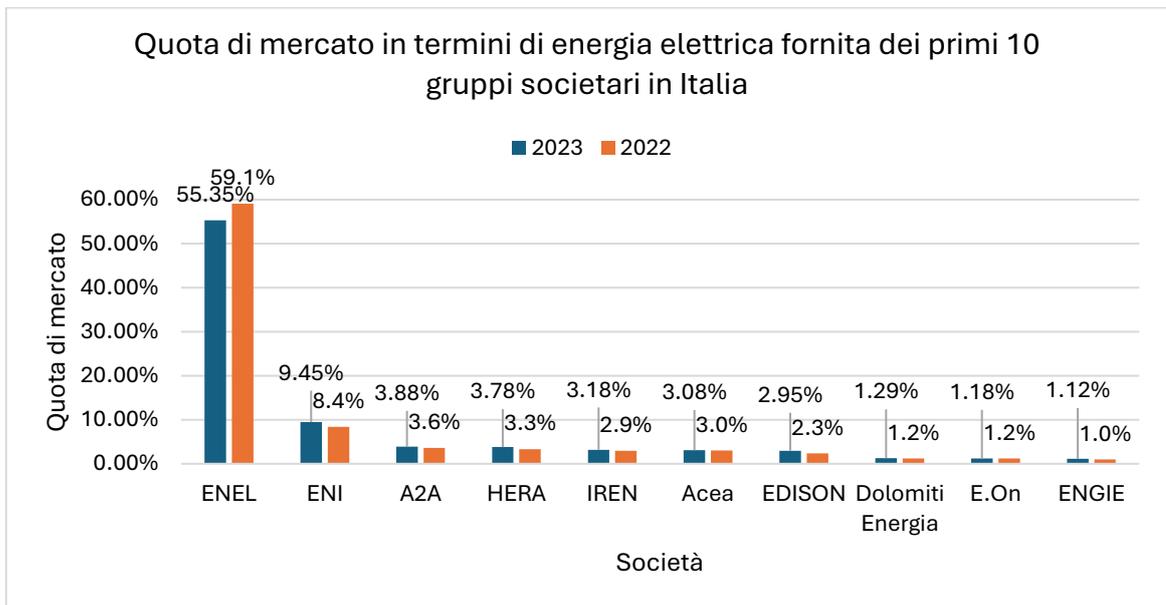


Figura 32: quota di mercato in termini di energia elettrica fornita dei primi 10 gruppi societari in Italia rispetto al totale dell'energia elettrica servita – segmento domestico (elaborazione dati Arera)

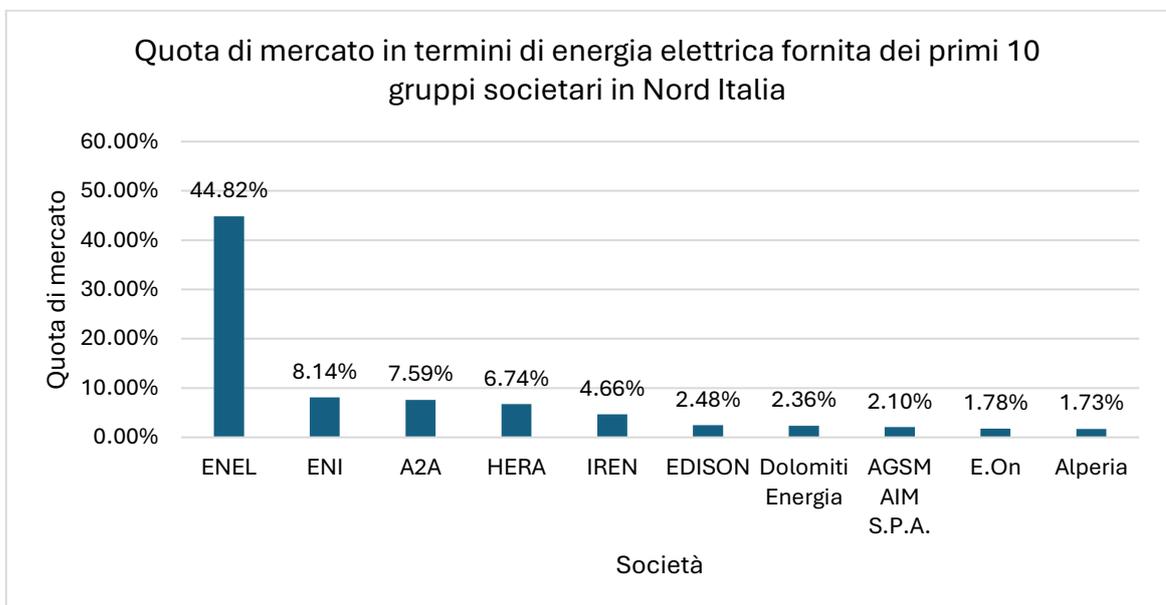


Figura 33: quota di mercato in termini di energia elettrica fornita dei primi 10 gruppi societari nel Nord Italia rispetto al totale dell'energia elettrica servita – segmento domestico (elaborazione dati Arera)

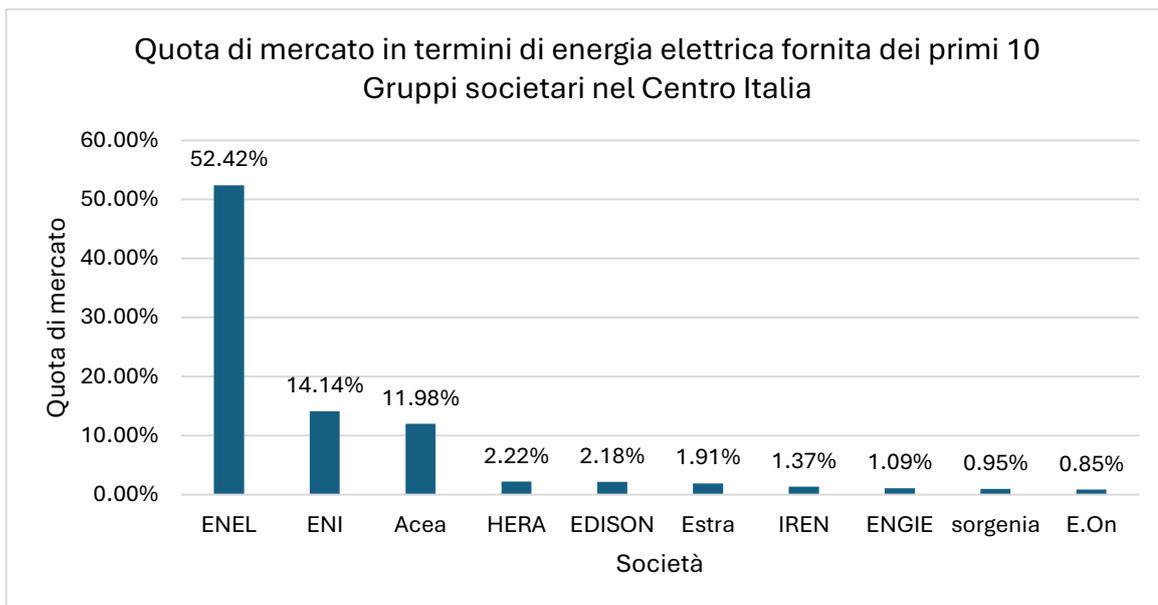


Figura 34: quota di mercato in termini di energia elettrica fornita dei primi 10 gruppi societari nel Centro Italia rispetto al totale dell'energia elettrica servita -segmento domestico (elaborazione dati Arera)

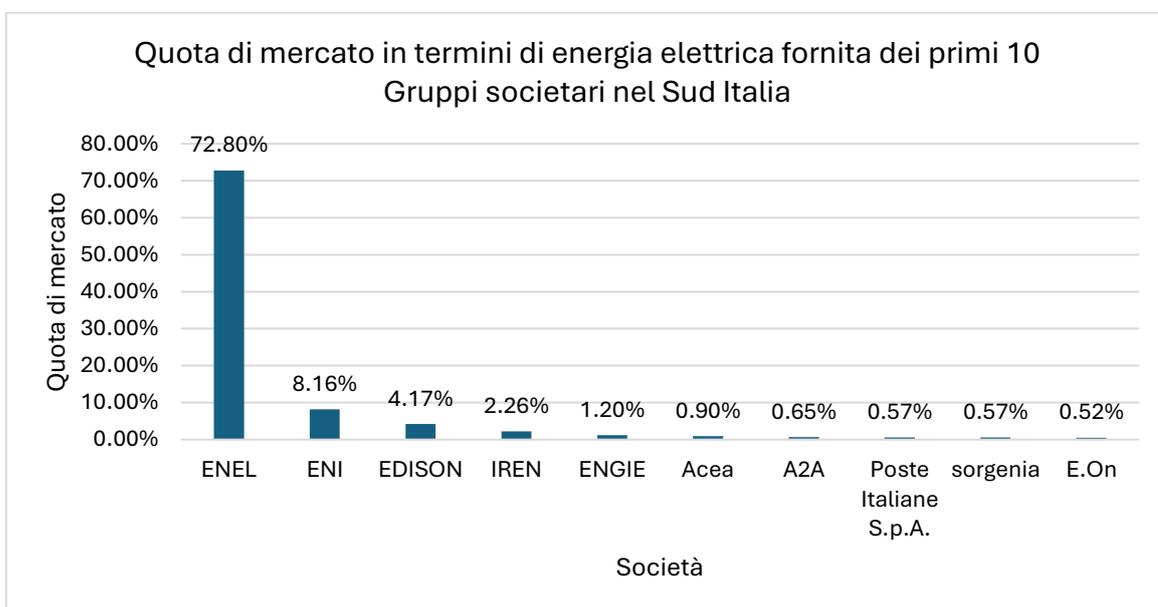


Figura 35: quota di mercato in termini di energia elettrica fornita dei primi 10 gruppi societari nel Sud Italia rispetto al totale dell'energia elettrica servita – segmento domestico (elaborazione dati Arera)

Il monitoraggio di Arera del 2023 evidenzia un leggero miglioramento del grado di concorrenzialità della vendita di energia elettrica ai clienti domestici rispetto al 2022. L'HHI (l'indice di concentrazione di Herfindahl–Hirschman) per i clienti domestici è superiore a 2300 maggiore della soglia critica di 2000 considerata come rappresentativa di mercati caratterizzati da criticità a livello concorrenziale.

“Tale aspetto di potenziale criticità continuerà ad essere monitorato, tenendo comunque in considerazione gli impatti dell'introduzione del Servizio a Tutele Graduali dedicato ai clienti domestici non vulnerabili, al fine di valutarne l'evoluzione e i possibili impatti sulla dinamica concorrenziale e capire se i limiti all'azione concorrenziale delle imprese di minori dimensioni possano essere legati anche agli impatti sulla sostenibilità finanziaria di tali imprese della congiuntura di elevata volatilità ed elevati livelli dei prezzi all'ingrosso, che ha protratto i suoi i suoi effetti almeno su parte del 2023” (Arera, 2024).

Pur essendo l'HHI elevato, la diminuzione degli indici rispetto al 2022 è principalmente legata alla diminuzione delle quote di mercato del primo operatore a vantaggio degli operatori più piccoli che aumentano in aggregato la loro quota di mercato, sintomo di un aumento della pressione concorrenziale e di una frammentazione della clientela.

3.3 - Analisi del Database Portale Offerte

Sono state analizzate le caratteristiche delle offerte pubblicate dalle diverse società di vendita sul Portale Offerte di Arera che è attivo online dal 1° luglio 2018 per la raccolta e la pubblicazione di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas naturale. Su questo sito pubblico clienti domestici, famiglie e piccole imprese possono confrontare e scegliere in modo semplice, chiaro e gratuito le offerte di elettricità e gas.

Il Portale Offerte mette a disposizione un motore di ricerca di semplice utilizzo e offre una serie di informazioni utili sui mercati dell'energia elettrica e del gas e sulle novità di legge previste. Il portale favorisce la trasparenza nelle offerte e rappresenta un utile strumento informativo per accompagnare gli utenti nella comprensione delle dinamiche di un settore complesso come quello dell'energia.

Anche dai casi studio analizzati nel capitolo precedente è emersa la resistenza da parte degli utenti nel cambiare fornitore, anche in presenza di offerte effettivamente più vantaggiose. Di conseguenza, il tema della creazione di strumenti di informazione per i clienti è fondamentale per aumentare la loro consapevolezza nelle scelte di acquisto dell'energia.

The screenshot displays the top navigation bar of the 'portale offerte luce e gas' website. The logo is on the left, and a blue 'Accedi' button is on the right. Below the logo, there are navigation links: 'SCOPRI', 'CONFRONTA', 'TRASPARENZA', and 'LE TUE OFFERTE'. A search icon is also present. Below the navigation bar, the main heading 'Confronta le offerte' is shown. The search form includes a dropdown menu for 'Che tipo di offerta stai cercando' (set to 'Energia Elettrica'), a text input field for 'Inserisci il tuo Comune o CAP', and a blue 'INIZIA ORA' button with a right arrow.

Figura 36: interfaccia del Portale Offerte di Arera

3.3.1 - Tipologia di offerte

Sono stati dunque osservati e registrati i dati relativi alle offerte a partire dal mese di gennaio 2023 al mese di luglio 2024. I dati raccolti contengono:

- il nome della società di vendita, codice e sito web;
- la modalità di attivazione dell'offerta (punto vendita o web);
- la modalità di pagamento (domiciliazione bancaria/postale, bollettino);
- la data di inizio e fine validità dell'offerta;
- la zona di validità (regione, provincia, comune);
- la tipologia di offerta (prezzo fisso o variabile);
- le componenti di prezzo.

customer_t	offer_type	p_fix_f	p_fix_v	p_vol_f1	p_vol_f2	p_vol_f3	p_vol_bf1	p_vol_bf23	p_vol_mon	alpha	region
domestico	prezzo variabile		90.0							0.009	
domestico	prezzo variabile		60.0							0.02	06:05;20:16;04
domestico	prezzo fisso	120.0		0.894	0.892	0.874	0.884	0.874	0.886		
domestico	prezzo variabile		120.0							0.04	
domestico	prezzo fisso	118.0					0.81	0.78	0.8		
domestico	prezzo variabile		118.0							0.03	
domestico	prezzo fisso	69.88					0.47555	0.45565	0.47124		
domestico	prezzo fisso	30.0		1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5		
domestico	prezzo variabile		30.0							0.1	
domestico	prezzo variabile		70.0							0.015	
domestico	prezzo fisso	144.0		0.7067	0.6967	0.6967	0.7067	0.6967	0.7		
domestico	prezzo variabile		144.0							0.037	
domestico	prezzo fisso	200.0					0.63	0.63	0.63		
domestico	prezzo variabile		200.0							0.3	
domestico	prezzo fisso	120.0					0.665	0.612	0.63		
domestico	prezzo variabile		120.0							0.15	
domestico	prezzo variabile		105.0							0.0585	

Figura 37: porzione di struttura del database analizzato

Nello specifico la tipologia di offerte osservate è detta PLACET (Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela), una categoria particolare di contratti che tutti i fornitori di luce e gas sono obbligati (a partire dal 1° marzo 2018) ad inserire nel proprio listino e a rendere disponibile a famiglie e piccole imprese, con condizioni contrattuali prefissate definite dall'Autorità, ma a prezzi liberamente stabiliti dal venditore.

L'uniformità della struttura di prezzo e delle condizioni contrattuali, rende le offerte PLACET particolarmente adatte all'analisi in quanto facilmente confrontabili per via della presenza di clausole contrattuali standard. Per questo motivo le offerte non possono contenere servizi aggiuntivi o vendita di prodotti abbinati, non è prevista la fornitura congiunta di luce e gas ed è stabilito che le condizioni economiche si rinnovino ogni 12

mesi. Sarebbe molto più complesso confrontare offerte che propongono una varietà di condizioni o di servizi aggiuntivi per il cliente, che renderebbero il “semplice” prezzo non l’unico elemento da considerare.

Le offerte, inoltre, possono essere a prezzo fisso o prezzo variabile. Le prime prevedono un prezzo fisso per l’energia, indipendentemente dall’andamento del mercato all’ingrosso; le seconde prevedono che il prezzo dell’energia segua un indice chiamato PUN (Prezzo Unico Nazionale), a cui si aggiunge uno SPREAD (sovrapprezzo) al costo della materia prima. L’indice PUN è l’indicatore del prezzo all’ingrosso dell’energia che viene scambiata fra produttori e fornitori sul mercato nazionale della Borsa Elettrica Italiana, denominata anche IPEX (Italian Power Exchange), istituita nel 2007, a seguito dell’entrata in vigore della legge sulla liberalizzazione del mercato dell’energia.

La prima tipologia di offerta offre una maggiore certezza sulla spesa mensile dell’energia, mentre la seconda tipologia, seguendo gli andamenti di mercato, consente di cogliere eventuali opportunità di risparmio in caso di abbassamento del prezzo all’ingrosso.

Sulla base della quantità di energia prodotta nelle diverse zone d’Italia e dei prezzi locali, la Borsa Elettrica Nazionale determina un costo medio all’ingrosso (il PUN appunto) che varia di giorno in giorno e di ora in ora in base all’andamento dei mercati e tiene conto del prezzo di tutta l’energia, sia quella derivante da fonti rinnovabili che quella derivante da fonti fossili come petrolio e gas.

3.3.2 – Tipologie di clienti

I retailer di energia caricano sul portale offerte di Arera sia le offerte per i clienti domestici che quelle per i clienti non domestici. Le esigenze e soprattutto le modalità di consumo tra queste due categorie di utenti differiscono sensibilmente.

Anche se gli utenti domestici hanno una maggiore sensibilità ai cambiamenti di prezzo per via del budget più limitato, le aziende e le attività commerciali molto spesso accedono a tariffe particolari in funzione delle loro necessità di consumo. Inoltre, per i clienti business la stabilità del prezzo contrattualizzato è un elemento importante per stabilire preventivamente quanto questo costo impatta sul bilancio aziendale.

Vista la complessità nel trattare in maniera aggregata i clienti non domestici, sono state selezionate dal portale solo offerte rivolte ai clienti domestici e quindi le successive analisi si concentreranno su questa tipologia di consumatori.

3.3.3 - Componenti di prezzo

Le componenti di prezzo possono essere divise in:

- **Quota fissa** (euro/pdp): è la quota mensile o giornaliera che si paga per ogni punto di prelievo indipendentemente dall'energia mensile prelevata (anche in totale assenza di consumo dalla rete);
- **Quota energia** (euro/kWh): è la quota che si paga in maniera proporzionale ai consumi fatturati.

Ci sono, poi, altre voci di costo, tra cui la quota potenza (che dipende dalla potenza contrattualmente impegnata), spesa per trasporto, gestione contatore e oneri di sistema (relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura), le imposte e l'IVA. Queste componenti, seppur molto influenti nel prezzo finale, verranno trascurate in quanto non subiscono in maniera diretta gli effetti della liberalizzazione del mercato che si intende cogliere.

3.4 - Stima della spesa media annua

3.4.1 - Le formule

L'approccio scelto per confrontare le offerte del portale Arera e poterne osservare anche l'andamento temporale, è stato quello di teorizzare delle formule che consentano un'analisi che possa essere il più efficace possibile. Anche se il portale offerte dà la possibilità agli utenti di calcolare la spesa media annua in base alle proprie caratteristiche ed esigenze di consumo, l'obiettivo è stato quello di "escludere" tutte le componenti che non fossero direttamente influenzate dal processo che si sta studiando o che non fossero il risultato di una scelta diretta delle società di vendita. Per questo motivo sono state composte delle formule che tengano conto esclusivamente delle variabili che interessa osservare.

Per la formulazione sono state considerate le seguenti ipotesi:

- un consumo medio di 2700kwh per una famiglia di 4 persone (fonte Arera);
- per il calcolo del peso percentuale delle diverse fasce orarie nel prezzo finale viene utilizzata la seguente tabella (fonte Arera);

tab.1 – Utente Domestico:

Fascia	Consumo Annuo
F1	33 %
F2	31 %
F3	36 %
F0	100 %

Figura 38: ripartizione percentuale media dei consumi di energia elettrica per fascia oraria

- l'utilizzo della denominazione assegnata dal Portale Offerte di Arera per gli elementi che compongono il prezzo finale:
 - **p_fix_f**: rappresenta la componente espressa in quota per punto di prelievo (€/POD/anno) nell'offerta a prezzo fisso;

- **p_fix_v**: rappresenta la componente espressa in quota punto di prelievo (€/POD/anno) nell'offerta a prezzo variabile;
 - **pvol_f1/f2/f3**: rappresenta la componente espressa in quota energia (€/kWh) nelle fasce orarie F1, F2 e F3 a prezzo fisso (in caso di offerta a prezzo fisso è comprensiva delle perdite di rete);
 - **pvol_b_f21/f23**: rappresenta la componente espressa in quota energia (€/kWh) nelle fasce biorarie F1, F23 a prezzo fisso (in caso di offerta a prezzo fisso è comprensiva delle perdite di rete);
 - **pvol_monoraria**: rappresenta la componente espressa in quota energia (€/kWh) monoraria a prezzo fisso;
 - **alpha**: parametro α , determinato dal venditore al netto delle perdite, fisso e invariabile per 12 mesi dalla data di attivazione della fornitura, espresso in €/kWh rappresentativo dei costi per la spesa della materia prima non coperti dal PUN.
- le altre componenti di prezzo (oltre a quota fissa e componente energia), essendo comuni a tutti i venditori e non influenzate direttamente dalla riforma, non verranno considerate nel calcolo;
 - per le offerte a prezzo variabile viene trascurata anche la componente PUN in quanto non dipende dalle società di vendita ed è uniforme per tutte.

3.4.2 – Formule per offerte a prezzo fisso

$$C = p_fix_f + cons_medio * p_vol_mono$$

$$C = p_fix_f + 0,33 * cons_medio * p_vol_bf1 + 0,67 * cons_medio * p_vol_bf23$$

$$C = p_fix_f + 0,33 * cons_medio * p_vol_f1 + 0,31 * cons_medio * p_vol_f2 + 0,36 * cons_medio * p_vol_f3$$

3.4.3 – Formule per offerte a prezzo variabile

$$C = p_fix_v + cons_medio * (pun_medio + alpha)$$

3.5 - Dati numerici e risultati conseguiti

3.5.1 - Andamento della spesa media annua per la componente energia

L'andamento della spesa annua della componente energia può essere un indicatore significativo dell'andamento del mercato, in quanto uno degli effetti auspicati della liberalizzazione è l'aumento della concorrenza tra i fornitori e quindi un aumento della reattività delle dinamiche tra domanda e offerta. In un mercato liberalizzato ci si aspetta, infatti, una discesa dei prezzi, in quanto i fornitori cercherebbero di offrire offerte più vantaggiose per attrarre e mantenere i clienti.

Osservando il grafico dell'andamento della spesa media annua per la componente energia tra gennaio 2023 e luglio 2024, elaborato attraverso le formule precedentemente descritte considerando i dati estratti dal database, si evince che i prezzi delle offerte per i consumatori hanno subito un decremento costante per le offerte a prezzo fisso, sia se si considera la fascia monoraria, sia se si considera quella bioraria. Per quanto riguarda la tariffa trioraria l'andamento di prezzo è simile, ma questa tipologia di contratto, oltre ad essere offerta da un numero limitato di società di vendita, non è selezionabile tra gli utenti del servizio di maggior tutela e, per questo motivo, non è confrontabile.

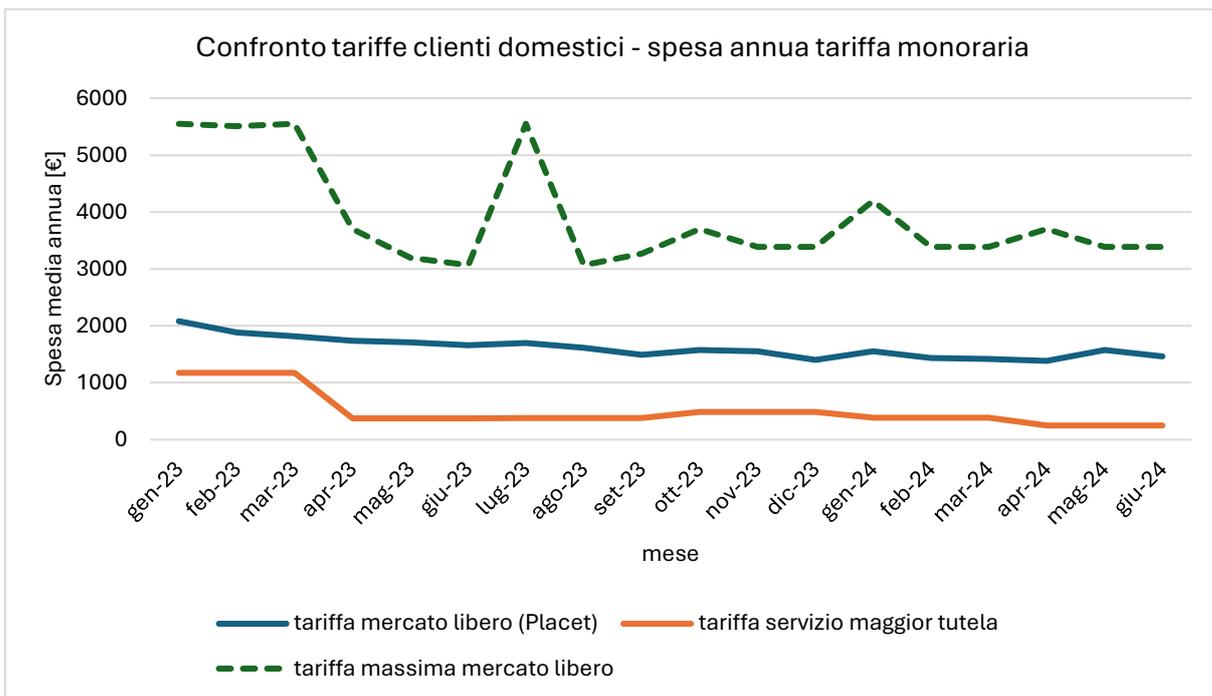


Figura 39: confronto della spesa media annua per le tariffe del mercato libero con quella del mercato tutelato per la tariffa monoraria da gennaio 2023 a giugno 2024

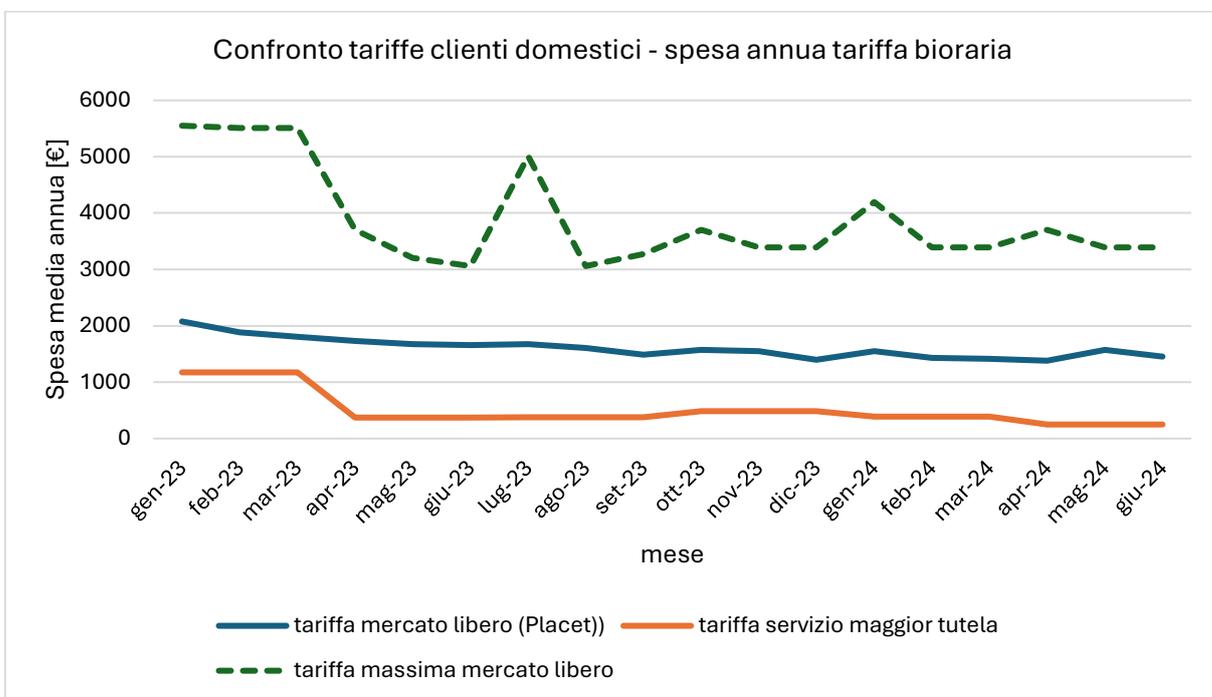


Figura 40: confronto della spesa media annua per le tariffe del mercato libero con quella del mercato tutelato per la tariffa bioraria da gennaio 2023 a giugno 2024

Dall'osservazione di queste elaborazioni grafiche si evince un'altra informazione rilevante: il mercato libero performa in termini di prezzo, per tutto il periodo di osservazione, peggio rispetto alla tariffa del servizio di maggior tutela.

Per verificare la significatività della differenza, è stato eseguito un T-test sulla differenza della spesa media annua tra la media delle tariffe del mercato libero e la tariffa del servizio di maggior tutela. Sia per le tariffe biorarie che per quelle monorarie, il valore della significatività p è molto inferiore al livello stabilito di 0,05. Questo conferma una differenza statisticamente significativa al livello di significatività del 5%.

Mese	Media tariffe mercato libero [€]	Tariffa servizio maggior tutela [€]	Differenza [€]
gen-23	2076.748	1173.315	903.4327
feb-23	1882.729	1173.315	709.4138
mar-23	1804.398	1173.315	631.0826
apr-23	1729.091	372.3242	1356.767
mag-23	1676.063	372.3242	1303.739
giu-23	1654.921	372.3242	1282.597
lug-23	1675.398	377.8994	1297.499
ago-23	1607.114	377.8994	1229.214
set-23	1488.04	377.8994	1110.14
ott-23	1570.085	484.8958	1085.189
nov-23	1551.121	484.8958	1066.225
dic-23	1398.133	484.8958	913.2369
gen-24	1547.24	387.7244	1159.516
feb-24	1430.709	387.7244	1042.984
mar-24	1413.476	387.7244	1025.752
apr-24	1380.54	248.6118	1131.928
mag-24	1571.838	248.6118	1323.226
giu-24	1456.031	248.6118	1207.419

Tabella 1: differenza mensile tra la media della spesa annua per le tariffe del mercato libera e la corrispondente tariffa del servizio di maggior tutela

Media differenza	Dev. Standard differenza	T-test sulla differenza
1098.85	205.59	***

Tabella 2: risultati del test T sulla differenza

Inoltre, l'andamento del prezzo del mercato tutelato è più reattivo alle mutanti condizioni del prezzo dell'energia, come si può dedurre osservando il decremento della tariffa tutelata tra marzo e aprile del 2023. Questo è sicuramente dovuto al fatto che il prezzo viene aggiornato con cadenza trimestrale dall'Autorità e l'andamento medio mensile dell'energia elettrica (PUN) conferma che a partire da gennaio 2023 si è verificato un forte decremento del prezzo come visibile dal grafico seguente.

Aggregazione per fasce orarie

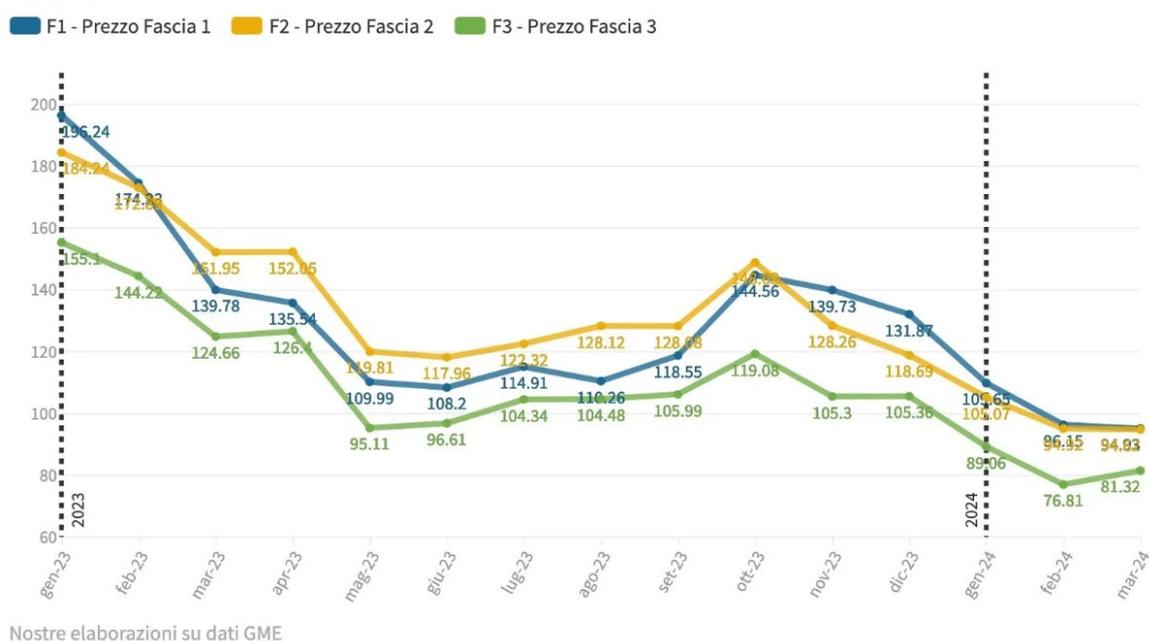


Figura 41: prezzo elettricità PUN per fasce da gen 2023 a mar 2024 (fonte: serviziiperutenze)

Per quanto riguarda, invece, le tariffe a prezzo variabile, si assiste ad un leggero aumento generale della spesa per la componente “alpha”, cioè l'unica che in questa tipologia di contratto è sotto il controllo della società di vendita. Infatti, come già specificato, in questo calcolo non è stata considerata la componente materia prima “PUN”, ma solo la

quota per punto di prelievo e la quota “spread” del venditore. Anche in questo caso non è possibile il confronto con le tariffe regolate in quanto non ne esistono di tipologia a prezzo variabile.

Questo andamento, seppur lieve, si ipotizza possa essere legato ad un effetto compensativo rispetto al prezzo del PUN: a partire dal primo trimestre del 2023, infatti, le quotazioni dell’energia all’ingrosso hanno subito una diminuzione. Questo avrebbe potuto spingere i venditori ad aumentare leggermente il loro spread in quanto compensato da una diminuzione del prezzo della materia prima.

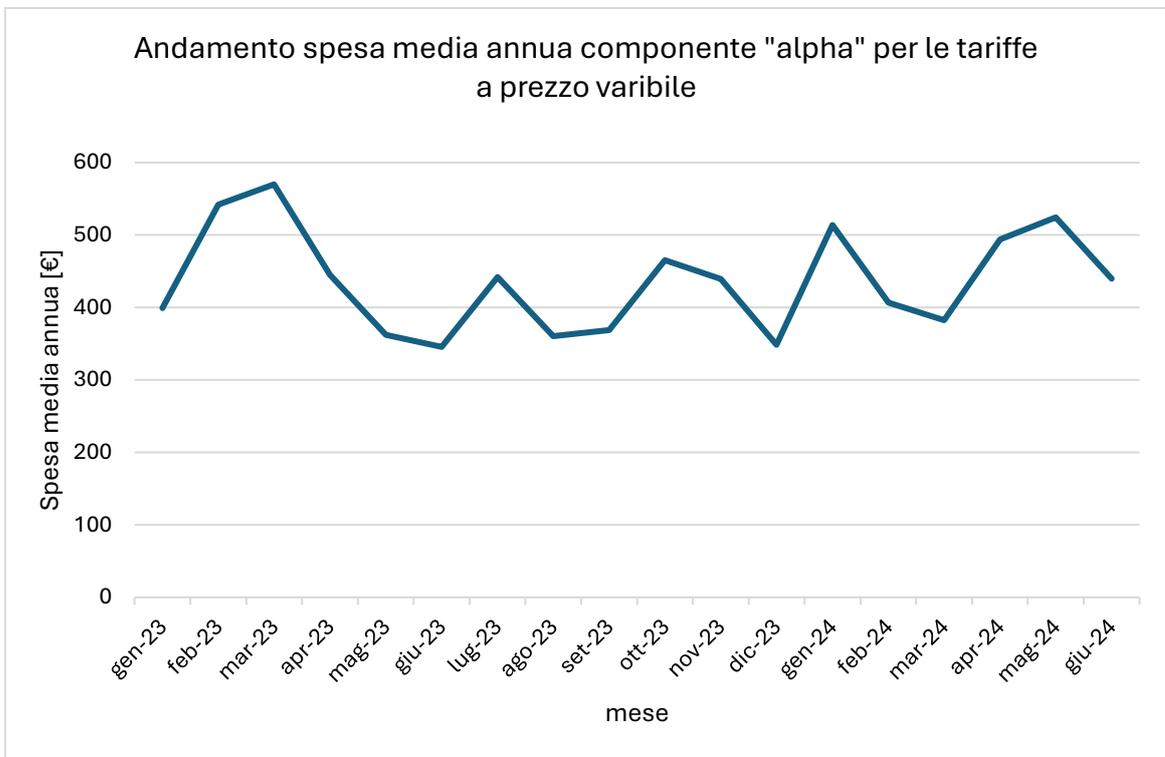


Figura 42: andamento spesa media annua della componente di spread “alpha” nelle tariffe a prezzo variabile

3.5.2 - Numero di nuove offerte pubblicate

Un ulteriore elemento interessante da analizzare potrebbe essere il numero di nuove offerte che vengono pubblicate dai venditori sul portale di Arera, in quanto questo è un possibile indice dell'aumento della dinamicità del mercato.

Considerando le offerte raggruppate per mese si nota, contrariamente a quanto ci si aspetterebbe, che il numero di queste ultime ha subito, nel complesso, una diminuzione (anche se non significativa). Questo effetto potrebbe essere legato al fatto che, essendo le Placet offerte “ibride”, le società di vendita abbiano iniziato a promuovere sempre meno contratti di questo tipo favorendo offerte per il mercato libero in vista della completa liberalizzazione di luglio 2024.

Dal grafico è possibile anche osservare un andamento ciclico della pubblicazione di nuove offerte con picchi molto evidenti con cadenza trimestrale, precisamente nei mesi di luglio, ottobre, gennaio ed aprile dell'intervallo analizzato. Questo timing corrisponde con quello dell'aggiornamento del prezzo del mercato tutelato da parte di Arera.

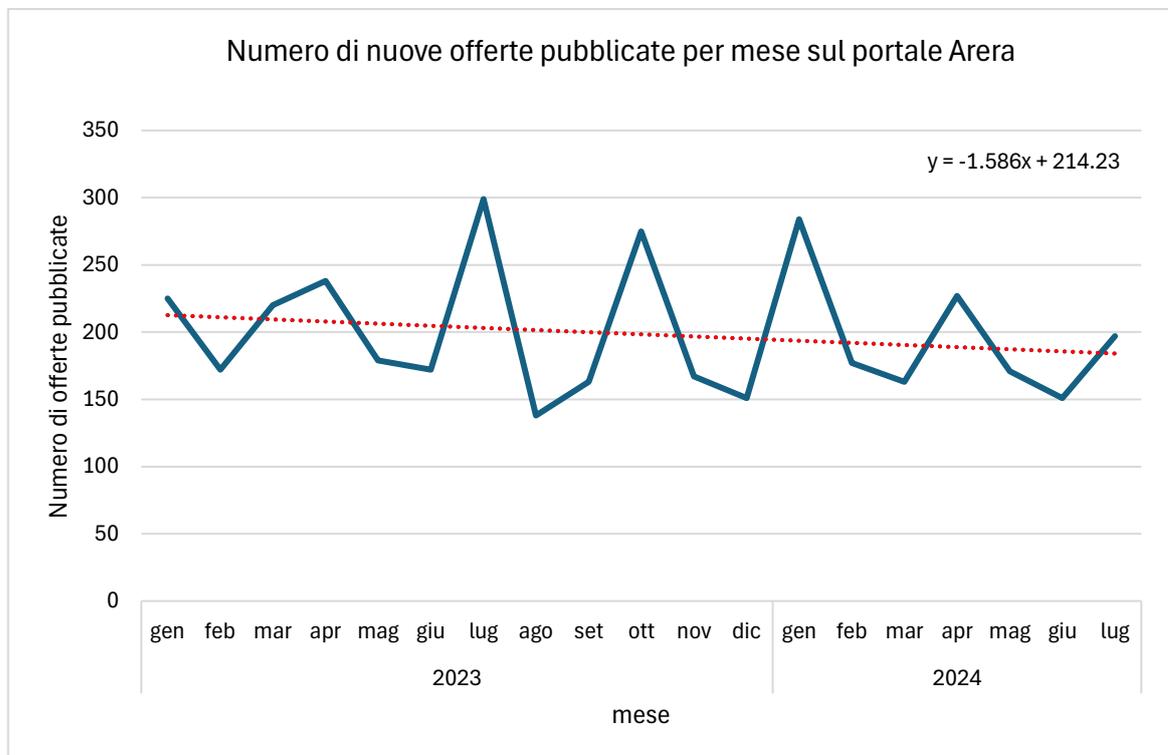


Figura 43: numero di nuove offerte pubblicate per mese sul portale offerte di Arera

3.5.3 - Numero di offerte per regione e per provincia

Osservare il numero di offerte pubblicate per regione e provincia è utile per effettuare una valutazione sulla trasparenza e accessibilità delle offerte da parte dei consumatori. Maggiore è la varietà di offerte, più alta è la probabilità che i fornitori competano sui prezzi o sulla qualità del servizio offerto. Il numero di offerte può anche rivelare eventuali disparità regionali nel mercato dell'energia.

Le società di vendita hanno la possibilità di pubblicare sul portale Arera offerte che sono valide esclusivamente per alcune aree geografiche discriminandole per regione, provincia e comune. In questo caso viene specificato il codice ISTAT associato alla specifica area geografica. Nel caso in cui non sia precisato alcun codice (come nella maggior parte dei casi) l'offerta è valida per tutte le regioni/province/comuni italiani.

Per valutare quanto descritto è stato effettuato il conteggio delle regioni in cui è valida ogni singola offerta, il conteggio del numero di offerte esclusive valide in ogni regione, oltre che una valutazione dell'andamento dei prezzi delle offerte in dipendenza dal numero di regioni in cui sono valide.

Per quanto riguarda il numero di regioni in un cui sono valide le offerte, sulla base dal database in analisi, emerge che ogni offerta è valida in media in 19,2 regioni su 20. Inoltre, l'89,6% delle offerte pubblicate (3652 su 4073) risulta valido indiscriminatamente su tutto il territorio nazionale. Mettendo, poi, in relazione la media della spesa media annua con le regioni in cui è valida una specifica offerta, non si evidenzia alcuna relazione. Le tariffe valide su tutto il territorio nazionale sono talvolta più basse, talvolta più alte di quelle valide esclusivamente in alcuni territori. Dunque, non emergerebbe una rilevante discriminazione regionale.

Regione in cui è valida l'offerta (codice ISTAT)	Media della spesa annuale (tariffa monoraria) [€]	Media della spesa annuale (tariffa bioraria) [€]
<i>tutte le regioni</i>	1642.48821	1633.887623
03	934.334625	933.85443
03;01;08	2340	2330.82
03;07;10;04;02;06;05;08;01;09	1506	1506
04	1109.018571	1111.775657

04;05;03	633.42	633.42
06;10;05;03;02;11;01;07;09;08;04	2668.78	2668.51
06;15;10;05;03;02;12;11;01;13;07;09;08;04	2500.090909	2500.090909
06;15;14;05;03;02;20;19;16;18;01;17;07;09;08;04	1300.5	1286.865
07;10;04;02;06;05;08;01;09;03	1506	1506
07;10;04;02;18;17;12;16;14;01;20;13	1777.5	1781.3988
08	2560.32	2550.20364
09	1830	1830
10	5550	5550
11	2055.495	2055.96426
11;07;10;04;02;17;06;12;05;16;14;08;01;20;13;09;03	556.65	545.4396
11;10;12;14;13	2055.495	2055.96426
11;18;17;15;12;16;14;13	1575	1538.55
13	1364.111111	1364.111111
14;10;02;20;16;18;12;01;17;13;07;04	1841.682857	1845.607114
14;10;12;11;13	2055.495	2055.96426
14;13	1344.52	1344.844
15	1172.333333	1166.303333
15;12;03	1320	1320
15;14;16;18;12;11;17;13	2061	2024.55
16	1730.8125	1729.3275
16;18	1224	1178.1
18	1539	1539
18;16	1584	1608.48
18;16;09	1224	1276.92
19	1367.55	1358.46
19;07;04;02;18;17;15;06;05;16;14;08;01;20;09;03	1210.5	1196.865
20	1707.375	1682.56425

Tabella 3: media della spesa annua per gruppo di regioni in cui è valida esclusivamente un'offerta

Quanto dedotto dai dati a disposizione, trova conferma in quanto riportato nel monitoraggio di Arera e in particolare nel grafico sottostante, in cui si nota che oltre il 95% dei venditori ha una presenza omogenea sul territorio nazionale. Di conseguenza, anche secondo quanto monitorato dall'Autorità, non è rilevabile una differenza nel livello di concorrenza tra le diverse aree geografiche italiane.

Venditori con presenza omogenea sul territorio

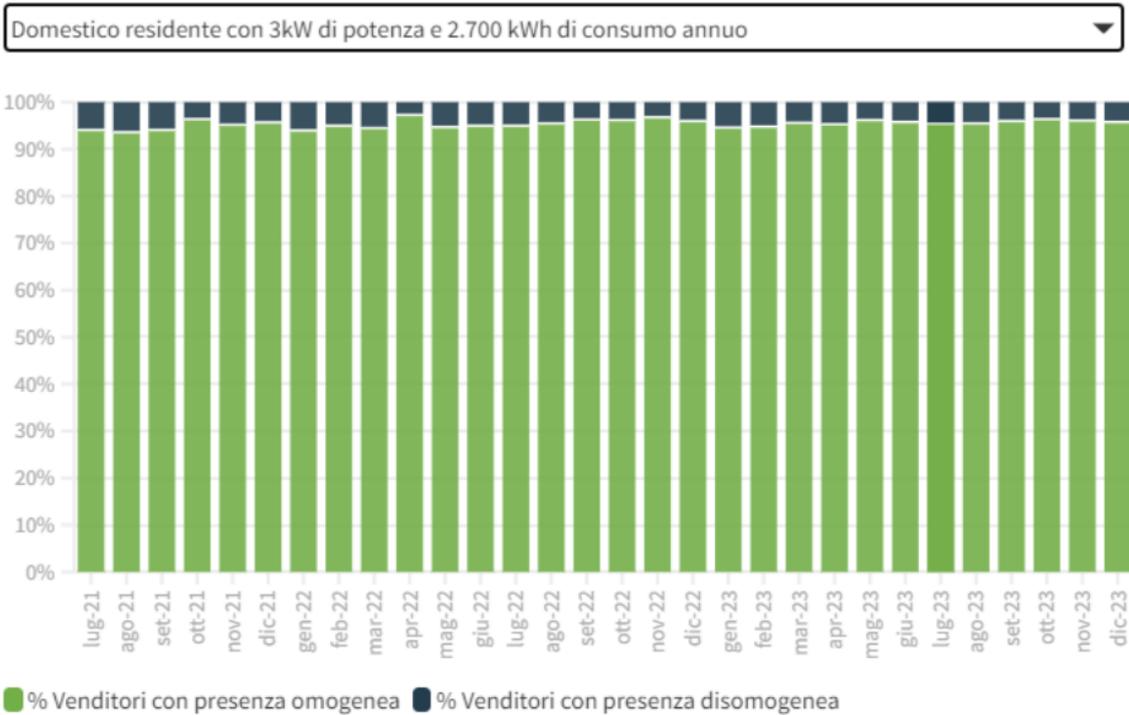


Figura 44: venditori con presenza omogenea sul territorio (fonte: monitoraggio retail Arera)

Un ulteriore elemento di approfondimento riguarda il numero di offerte che sono esclusive per ogni regione. Questo dato fornisce informazioni sul fatto che ci possono essere dei territori in cui un consumatore può scegliere tra alcune offerte esclusive, sommate a tutte quelle valide sull'intero territorio nazionale.

REGIONE	COD. ISTAT	N° DI OFFERTE ESCLUSIVE
Abruzzo	*13*	167
Molise	*14*	153
Trentino	*04*	152
Umbria	*10*	137
Piemonte	*01*	135
Liguria	*07*	134
Valle D'Aosta	*02*	131
Lombardia	*03*	131
Puglia	*16*	131

Sardegna	*20*	127
Marche	*11*	123
Lazio	*12*	123
Toscana	*09*	114
Veneto	*05*	111
Emilia-Romagna	*08*	110
Friuli	*06*	105
Calabria	*18*	99
Basilicata	*17*	92
Campania	*15*	88
Sicilia	*19*	56

Tabella 4: numero di offerte esclusive per regione in ordine decrescente

Osservando la tabella, è possibile notare come l’Abruzzo, il Molise e il Trentino siano le regioni con il maggior numero di offerte valide in maniera esclusiva. Altrettanto evidente è il fatto che le ultime quattro regioni sono tutte nel Mezzogiorno.

La stessa analisi può essere ripetuta considerando le province in cui è valida in maniera esclusiva ogni offerta. Anche in questo caso, come per la precedente analisi fatta per le regioni, emerge un dato interessante per il sud Italia: nessuna provincia del meridione (ad eccezione di quella di Cosenza) presenta offerte valide in maniera esclusiva.

Dunque, anche se non esiste una vera e propria differenziazione tariffaria su base geografica, in quanto le tariffe sono uniformi sul territorio nazionale, si evince che nel sud Italia c’è una minore varietà di offerte, tra cui il consumatore domestico può scegliere.

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT	N° DI OFFERTE ESCLUSIVE
Veneto	Venezia	*027*	78
Lombardia	Sondrio	*014*	56
Friuli-Venezia Giulia	Pordenone	*093*	56
Lombardia	Varese	*012*	54
Lombardia	Monza e della Brianza	*108*	54
Veneto	Treviso	*026*	54
Emilia-Romagna	Ferrara	*038*	50
Emilia-Romagna	Rimini	*099*	49
Veneto	Vicenza	*024*	48

Veneto	Padova	*028*	48
Emilia-Romagna	Reggio nell'Emilia	*035*	48
Emilia-Romagna	Bologna	*037*	48
Emilia-Romagna	Ravenna	*039*	48
Toscana	Massa-Carrara	*045*	48
Toscana	Lucca	*046*	48
Toscana	Pistoia	*047*	48
Toscana	Pisa	*050*	48
Toscana	Siena	*052*	48
Toscana	Prato	*100*	48
Marche	Pesaro e Urbino	*041*	44
Lazio	Viterbo	*056*	44
Lazio	Roma	*058*	44
Lazio	Latina	*059*	44
Lazio	Frosinone	*060*	44
Abruzzo	Pescara	*068*	44
Abruzzo	Chieti	*069*	44
Lombardia	Milano	*015*	39
Veneto	Verona	*023*	37
Lombardia	Como	*013*	34
Lombardia	Bergamo	*016*	34
Lombardia	Lecco	*097*	34
Friuli-Venezia Giulia	Udine	*030*	34
Emilia-Romagna	Parma	*034*	29
Toscana	Firenze	*048*	29
Lombardia	Pavia	*018*	28
Lombardia	Cremona	*019*	28
Lombardia	Mantova	*020*	28
Lombardia	Lodi	*098*	28
Friuli-Venezia Giulia	Gorizia	*031*	28
Emilia-Romagna	Piacenza	*033*	28
Toscana	Livorno	*049*	28
Toscana	Arezzo	*051*	28
Marche	Ancona	*042*	28
Marche	Macerata	*043*	28
Marche	Ascoli Piceno	*044*	28
Marche	Fermo	*109*	28
Veneto	Rovigo	*029*	22
Piemonte	Asti	*005*	20
Liguria	Savona	*009*	20
Liguria	Genova	*010*	20
Liguria	La Spezia	*011*	20
Emilia-Romagna	Modena	*036*	20
Emilia-Romagna	Forlì-Cesena	*040*	20

Lombardia	Brescia	*017*	12
Trentino-Alto Adige/Südtirol	Trento	*022*	9
Veneto	Belluno	*025*	6
Calabria	Cosenza	*078*	1

Tabella 5: numero di offerte riservate per provincia in ordine decrescente

3.5.4 - Analisi di regressione

Questa singolare distribuzione delle offerte tra le regioni suggerisce di approfondire l'analisi per verificare se un maggior numero di offerte aumenta la pressione concorrenziale e quindi porta ad un abbassamento dei prezzi. Per studiare la correlazione tra queste due variabili è stata eseguita una regressione lineare. Calcolando la percentuale di offerte esclusive valide in una specifica regione rispetto al totale delle offerte accessibili agli utenti, il dataset ottenuto e utilizzato come input nella regressione è il seguente:

Regione	Spesa media	% off. escl.
Abruzzo	1757.340808	4.20%
Molise	1746.811697	3.84%
Trentino	1724.605311	3.82%
Umbria	1740.346346	3.44%
Piemonte	1706.261997	3.39%
Liguria	1723.4525	3.37%
Valle D'Aosta	1711.419802	3.29%
Lombardia	1708.143654	3.29%
Puglia	1739.986982	3.29%
Sardegna	1752.195318	3.19%
Marche	1737.215443	3.09%
Lazio	1734.461552	3.09%
Toscana	1705.415173	2.86%
Veneto	1709.511477	2.79%
Emilia-Romagna	1714.255394	2.76%
Friuli	1709.750888	2.64%
Calabria	1727.64856	2.49%
Basilicata	1712.382126	2.31%
Campania	1718.082135	2.21%
Sicilia	1703.253651	1.41%

Tabella 6: dataset di input del modello di regressione

L'equazione su cui è stato sviluppato il modello è:

$$SpesaMedia_i = \beta_0 + \beta_1 * PercentualeOffEscl_i$$

dove:

- $SpesaMedia_i$ rappresenta la variabile dipendente ed è la spesa media annua per un utente della regione i calcolata con le stesse ipotesi descritte nel paragrafo 3.4.1 considerando la tariffa monoraria;
- $PercentualeOffEscl_i$ rappresenta la variabile indipendente ed è la percentuale di offerte esclusive per la regione i ;
- β_1 è il coefficiente che misura la relazione tra la spesa media e la percentuale di offerte esclusive, cioè quanto cambia la spesa media per ogni unità aggiuntiva nella percentuale di offerte esclusive;
- β_0 rappresenta il valore della spesa media ipotizzando la percentuale uguale a zero.

<i>Statistica della regressione</i>	
R multiplo	0.588166
R al quadrato	0.345939
R al quadrato corretto	0.309602
Errore standard	14.04087
Osservazioni	20

Tabella 7: output dell'analisi di regressione

Analizzando i risultati della regressione si può osservare che il valore di R multiplo suggerisce una correlazione positiva molto moderata tra le variabili (essendo > 0). Anche se la correlazione non è molto forte, il fatto che sia positiva nega l'ipotesi iniziale dell'analisi e quindi sembra che una percentuale più alta di offerte esclusive sicuramente non abbia come conseguenza un abbassamento della spesa media per gli utenti.

Il valore di R al quadrato, chiamato anche coefficiente di determinazione, indica la proporzione della variabilità della spesa media che "può essere spiegata" dalla percentuale di offerte esclusive. Qui, il valore è circa 0.346, o 34.59%, il che significa

che solo il 34.6% della variabilità nel prezzo medio dell'energia può essere spiegata dalla percentuale di offerte esclusive.

Il dato R al quadrato corretto è simile a R al quadrato, ma corretto per tenere conto del numero di variabili e delle osservazioni; quindi, fornisce una stima più realistica quando ci sono poche osservazioni come in questo caso (in cui sono 20). Con un valore di 0.3096, l'interpretazione è simile a quella dell'indicatore precedente: circa il 30.96% della variabilità nel prezzo medio dell'energia è spiegata dalla percentuale di offerte esclusive. Dunque, solo una limitata parte della variabilità è spiegata da questa relazione.

A valle dell'analisi di regressione si può concludere che:

- esiste una relazione moderatamente positiva, che, anche se non sufficiente per concludere l'esistenza di una correlazione diretta, consente di escludere la precedentemente ipotizzata correlazione negativa tra le variabili;
- approfondendo l'analisi con il calcolo della significatività F, il modello di regressione è statisticamente significativo al livello dell'1%;
- il modello è caratterizzato da una limitata capacità esplicativa suggerendo l'esistenza di altri fattori che possono influenzare la spesa media.

Possibili sviluppi futuri

Anche se i dati raccolti possono essere certamente validi per effettuare delle valutazioni e giungere a delle preliminari conclusioni, sarà necessario proseguire l'analisi indagando gli effetti che si verificano a partire da luglio 2024, mese in cui c'è l'effettivo passaggio di tutti gli utenti al mercato libero. Raccogliendoli per tutti i mesi seguenti si potrà verificare eventuali conferme o, al contrario, inversioni di tendenza rispetto a quanto osservato fino a questo punto.

Ulteriori valutazioni potranno essere fatte osservando cosa accadrà alla fine del servizio a tutele graduali che è previsto, per ora, il 31 marzo 2027. Tra l'altro, dalle informazioni attualmente consultabili in merito alle tariffe del servizio a tutele graduali, sembra che queste ultime siano comunque (per piccoli consumi) più convenienti di quelle del mercato libero in quanto i fornitori hanno addirittura fissato, in alcuni casi, la componente di commercializzazione negativa. Questo rappresenta un vero e proprio investimento milionario per le grandi società di vendita il cui obiettivo era quello di vincere le gare pubbliche per entrare nel servizio di maggior tutela con lo scopo di mantenere i clienti "acquisiti" anche dopo il 2027. L'attenzione dovrà essere posta anche nel verificare che questo costo esorbitante che hanno sostenuto non finisca per essere trasferito ai clienti del mercato libero.

Di questo passo potrebbe essere proprio il servizio a tutele graduali a bloccare una vera e propria liberalizzazione. Sarà interessante verificare se, nonostante la forte campagna di comunicazione che c'è stata fino a questo momento e presumibilmente continuerà nei prossimi anni, resterà ancora una percentuale di utenti a non aver scelto "liberamente".

Considerate le previsioni di aumento della domanda nei prossimi anni il mercato dell'energia elettrica continuerà a mutare. L'attenzione dovrà essere posta anche sugli investimenti e sul fatto che la competizione del mercato liberalizzato incentivi anche l'innovazione.

La concorrenza, infatti, non si riferisce esclusivamente ai prezzi. Per il mondo dei servizi, e ancora più nello specifico per i servizi che rappresentano delle commodities, un elemento di differenziazione è rappresentato dal livello di servizio offerto per soddisfare il cliente. La digitalizzazione, e la conseguente diffusione delle competenze digitali tra i

consumatori, stimolerà nuove esigenze in termini di velocità del servizio, personalizzazione e trasparenza. Si pensi alle app che consentono il monitoraggio in tempo reale dei consumi e forniscono ai consumatori un servizio sempre più integrato.

In questo potrà essere di aiuto l'applicazione dell'Intelligenza Artificiale per aumentare la qualità del servizio in termini di riduzione dei tempi di risposta, velocizzazione e riduzione dei costi (soprattutto per attività che richiedono molte risorse e hanno basso valore per il cliente) e miglioramento complessivo della Customer Experience.

Altre tecnologie, come per esempio l'IoT e la blockchain, diventeranno sempre più diffuse in questo settore. Si sta, infatti, studiando l'utilizzo della blockchain per la certificazione delle letture provenienti dai contatori intelligenti oppure, in fase di switching, per la riduzione dei costi di transazione.

La liberalizzazione è sicuramente uno dei fattori abilitanti queste evoluzioni e molto probabilmente favorirà l'accelerazione dei nuovi trend del settore insieme all'importante contributo delle istituzioni in veste di facilitatori di sviluppo.

Conclusioni

L'elaborato ha analizzato gli effetti dell'annuncio della fine del mercato tutelato dell'energia elettrica in Italia, dopo aver approfondito la struttura di questa peculiare tipologia di mercato.

I processi di liberalizzazione, promossi principalmente con lo scopo di aumentare la concorrenza a vantaggio dei consumatori e superare le inefficienze del monopolio, hanno subito delle evoluzioni piuttosto simili nei differenti paesi in cui sono stati attuati e altrettanto simili sono state le difficoltà incontrate.

Gli effetti della liberalizzazione hanno sempre avuto come conseguenza un graduale passaggio degli utenti al mercato libero e un aumento del numero di fornitori sul mercato finale. Nonostante questo, i mercati restano ancora concentrati. Nel caso del Portogallo e del Regno Unito l'aumento dei player sul mercato ha provocato una diminuzione della quota dei fornitori principali, ma quest'ultima si è mantenuta comunque molto elevata. Questo si osserva soprattutto per il mercato dei clienti domestici, in quanto nel segmento non residenziale si assiste ad un maggior equilibrio. Una possibile causa potrebbe essere un aspetto emerso in tutti i casi studio esaminati: l'inerzia dei consumatori domestici nel cambiare offerta. Inoltre, l'effetto desiderato sui prezzi al consumo finale non ha prodotto, nell'immediato, gli effetti sperati.

Analizzando il pass-through dei costi dell'energia nel mercato tedesco, caratterizzato da una forte frammentazione regionale della clientela, è emerso che le variazioni si trasmettono in maniera più sensibile nel mercato competitivo (anche se non in maniera completa) rispetto alle tariffe base e che questo avviene in maniera indipendente dall'identità dei rivenditori.

Per quanto riguarda il caso italiano, è possibile considerare quanto accaduto nei mesi immediatamente precedenti la fine del mercato tutelato. A proposito dell'andamento dei prezzi, oltre ad una graduale diminuzione probabilmente influenzata dai prezzi dell'energia, l'informazione più importante è che la spesa media di un consumatore che sceglie le offerte del mercato libero (in questo caso Placet) non scende mai, nell'intervallo temporale considerato, al disotto di quella della tariffa tutelata.

Osservando il numero di offerte pubblicate, oltre ad un ciclico verificarsi di picchi, non è possibile leggere una tendenza definita.

A valle di differenti analisi sulla distribuzione geografica delle offerte si può concludere che la stragrande maggioranza delle proposte è valida in maniera uniforme su tutto il territorio nazionale, ma ci sono alcune regioni e alcune province, in maniera particolare nel sud Italia, in cui c'è un minor numero di offerte valide in maniera esclusiva.

Bibliografia e sitografia

Bibliografia

Cambini C., Manganelli A., Napolitano G. 2024. *Economia e diritto della regolazione*. Il Mulino.

Dipartimento attività produttive Camera dei deputati. 2023. «La liberalizzazione del mercato elettrico.»

Lavatelli, Marco. 2019. «Liberalizzazione del mercato elettrico: fra spinte europee e arretramenti nazionali l'esperienza sui generis della Norvegia.» *«Il diritto dell'economia» issn 1123-3036, anno 65, n. 98* pp. 423-460.

Safe, Accenture. 2018. «Concorrenza 2.018, Il futuro del mercato dell'energia elettrica in Italia.»

Tomaso Duso, Florian Szücs. 2017. «Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail.» *European Economic Review* 98 354-372.

V. Carfi, E. Michetti, A. Rubino. 2024. «L'energia elettrica.» In *Economia e diritto della regolazione*, di A. Manganelli, G. Napolitano, A. Nicita C. Cambini. Il Mulino.

Sitografia

2024, *Fuel Mix*, pubblicata la composizione del mix energetico relativo agli anni 2022 e 2023, consultazione nel settembre 2024, <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-pubblicata-la-composizione-del-mix-energetico-relativo-agli-anni-2022-e-2023>

2024, *LuceGas.it*, consultazione nel settembre 2024 <https://luce-gas.it/guida/mercato/filiera-elettrica>

2018, *Safe, Accenture, Concorrenza 2.0*, consultazione nel settembre 2024, https://safeonline.it/wp-content/uploads/2016/11/Concorrenza-2.018_Il-futuro-del-mercato-dellenergia-elettrica-in-Italia.pdf

2024, Arera, *relazione annuale 2024*, consultazione nel settembre 2024, <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2024>

2023, Arera, *monitoraggio retail 2023*, consultazione nel novembre 2024, <https://www.arera.it/rapporti-e-relazioni/monitoraggio-retail/monitoraggio-retail-dinamiche-concorrenziali>

2019, *Liberalizzazione del mercato elettrico: fra spinte europee e arretramenti nazionali l'esperienza sui generis della Norvegia, 2019*, consultazione nell'ottobre 2024, <https://www.ildirittodelleconomia.it/wp-content/uploads/2019/08/13Lavatelli.pdf>

2023, *Camera dei deputati*, consultazione nell'ottobre 2024, <https://documenti.camera.it/leg19/dossier/pdf/AP0054.pdf>

2022, *Laboratorio ricerche Ref*, consultazione nel settembre 2024, <https://laboratorioref.it/scenari-elettrici-al-2050-potenzialita-e-criticita-del-caso-italiano/>

2023, Terna, *Statistiche ufficiale dell'intero settore elettrico nazionale*, consultazione nell'ottobre 2024, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico/consumi-energia-elettrica-settore>