



Fine tutela: brevi considerazioni sul paradigma competitivo del mercato elettrico italiano

Prof. Massimo Beccarello



Fine tutela: brevi considerazioni sul paradigma competitivo del mercato elettrico italiano

Prof. Massimo Beccarello

03 febbraio 2024

Molte delle analisi che hanno accompagnato il dibattito sul “fine tutela” del mercato elettrico partono da un assunto corretto e condivisibile: il mercato libero dovrebbe consentire ad oltre nove milioni di utenze elettriche, attualmente sottoposte al regime di “tutela”, condizioni economiche più vantaggiose. Per sostenere questa tesi, tali analisi considerano i prezzi delle utenze elettriche del 2022, anno nel quale emerge che i contratti sottoscritti dagli utenti nel mercato libero negli anni antecedenti, hanno condizioni di fornitura sicuramente migliori a quelle del mercato tutelato. Purtroppo, è una mezza verità. Bisogna infatti ricordare che tra il 2015 e il 2016, al fine di incentivare il passaggio dei clienti al mercato libero fu rimossa la possibilità per l’Acquirente Unico (che semplificando acquista l’energia per i soggetti tutelati) di effettuare coperture per stabilizzare i prezzi a beneficio dei consumatori (mediamente veniva assicurato per l’anno successivo il rischio prezzo per circa il 50% del portafoglio acquisti).

Se nel 2021, quando era chiara l’*escalation* dei prezzi elettrici ulteriormente aggravata dal

conflitto ucraino, si fosse consentito all’Acquirente Unico di coprirsi per il 2022 come accadeva fino al 2015, il contribuente italiano avrebbe risparmiato qualche miliardo di euro¹. Molti operatori, responsabilmente, nella seconda metà del 2021, quando era già evidente la futura evoluzione dei prezzi, suggerirono al regolatore di ripristinare le coperture dell’Acquirente Unico.

Non possiamo nemmeno trarre conclusioni affrettate dalle prime indicazioni sui prezzi delle aste di fine tutela se non rapportandole alla dimensione competitiva complessiva del costo sostenuto dal consumatore italiano.

Al netto di una corretta ricostruzione storica, riteniamo importante integrare, accanto ad un dibattito corrente fortemente incentrato sulla narrazione delle opportunità della “domanda”, anche una riflessione sullo stato dell’“offerta” attraverso un checkup dimensione competitiva del mercato elettrico.

Sarà forse didascalico, ma un breve recupero dei principi che la teoria economica suggerisce per definire un mercato “concorrenziale” aiuterebbe il dibattito.

¹ Peraltro, nel nuovo scenario 2024, considerando che la tutela clienti vulnerabili diviene strutturale, non si comprende per quale

motivo non possano essere consentite all’AU meccanismi di copertura di mercato attraverso i Power Purchase Agreement.

Per avere un mercato concorrenziale è necessario verificare pochi e semplici assiomi che, trascurando il rigore formale, potremo riassumere così²:

- 1) che nel mercato si offra un bene omogeneo in modo tale che i consumatori possano confrontare in modo chiaro i prezzi proposti dal fornitore;
- 2) perfetta informazione: ovvero consumatori e fornitori devono disporre delle stesse informazioni (competenze) per adottare le decisioni di acquisto/vendita in modo razionale;
- 3) assenza di rendimenti di scala (ad esempio che il costo di produzione del bene offerto non diminuisca in relazione alla dimensione dell’impianto costruito per produrlo);
- 4) assenza di beni pubblici (ovvero beni e servizi che essendo di interesse generale della collettività non sarebbe efficiente fornirli con meccanismi di mercato) e di esternalità (ovvero che i costi ambientali della produzione di energia siano inclusi nel prezzo);
- 5) questo assioma, forse il più noto, stabilisce che nessun fornitore sia price maker (ovvero il prezzo lo fa il mercato).

Il primo di questi, ovvero la presenza di “beni omogenei”, è necessario per garantire la comparabilità delle offerte sul mercato da parte dei consumatori. Tuttavia, osservando quelle presenti sul portale e, nonostante gli

sforzi di ARERA di promuoverne la standardizzazione, le offerte presentano un mix complesso di energia rinnovabile e non rinnovabile, di vendite di chilowattora con abbinate pompe di calore ed altro *equipment*. L’omogeneità del prodotto ci sembra quindi un requisito difficilmente soddisfatto dalla complessità delle attuali offerte.

Venendo al secondo assioma, “perfetta informazione”, sarebbe opportuno verificare se il consumatore è in grado e/o se dispone di tutti gli strumenti necessari per interpretare le articolate offerte del mercato. Ad esempio, con riferimento al costo corretto delle coperture dal rischio di prezzo (tariffa fissa) in relazione alla congiuntura, al fine di confrontare la stessa con le offerte a prezzo variabile; oppure la capacità di ponderare correttamente il valore implicito di una pompa di calore o di un pannello incluso nelle offerte in relazione alla specifica classe energetica dell’utente. La teoria economica dimostra che le incertezze sul sistema dei prezzi possono generare dei paradossi quali, per citarne uno, il seguente: all’aumentare dei concorrenti aumentano le difficoltà (*searching costs*) per i consumatori per individuare l’offerta più vantaggiosa, ovvero molti operatori non significa necessariamente maggiore competitività³. Non dobbiamo quindi stupirci dell’improvvisa uscita dal letargo di molte associazioni di consumatori con la richiesta alle istituzioni di

² Cfr Dennis W. Carlton, Jeffrey M. Perloff (2013). *Industrial Organisation*. Pearson, Fourth Edition (2015) Cap. 3 “Competition”.

³ Cfr Stiglitz (1979) “*Equilibrium in products markets with imperfect information*” *American Economic Review* 69 (1979) pp 339-345.

⁴ Considerando la numerosità degli operatori del mercato nazionale rispetto agli altri contesti UE sarebbe opportuno una attenta riflessione sul rischio concreto di “paradosso competitivo”.

aprire dei tavoli di approfondimento per colmare un palese *gap* conoscitivo.

Passando al terzo assioma, assenza di “rendimenti di scala”, la riflessione ci porta immediatamente alle tecnologie elettriche rinnovabili che potrebbero rappresentare circa il 70% della futura produzione elettrica. Come ci ricorda la Commissione Europea, con il recente Regolamento sul nuovo design del mercato elettrico, le rinnovabili sono una tecnologia *CAPEX* (ovvero quasi tutti costi fissi) e, in prospettiva, il meccanismo di formazione di prezzo dovrebbe passare dal prezzo marginale orario (basato sui costi variabili incrementali) ad un prezzo marginale di lungo periodo. Ma se i costi di produzione sono tutti costi fissi allora vi sono chiaramente economie di scala. Il tema è confermato anche dalle Agenzie Internazionali (IRENA o IEA) le quali, a tal proposito, ci ricordano anche che impianti di grandi dimensioni o *utility scale* producono un KWh che può costare anche il 30/40% in meno rispetto agli impianti di piccole dimensioni (tema su cui riflettere per garantire energia a basso costo alle fasce di consumatori meritevoli di tutela). L’importante sviluppo delle rinnovabili ha generato un effetto di spiazzamento sulla vecchia tecnologia fossile richiedendo una attenta gestione della sicurezza. Per questo motivo, il mercato ha dovuto introdurre delle ‘barriere all’uscita, ovvero (fino a quando la tecnologia degli accumuli non sarà matura) per evitare impianti termici tradizionali a gas non escano dal mercato perché “lavorano” poco e/o vi siano impianti termici per garantire il bilanciamento tra domanda e offerta nel

sistema elettrico. Semplificando, per evitare questi rischi è stato introdotto il *Capacity Market*, ovvero un contributo economico ai costi fissi e su basi competitive, che impedisce l’uscita di impianti termici dal mercato (e promuove lo sviluppo di nuovi) per garantire l’adeguatezza delle forniture ed evitare il blackout. Ma in un mercato concorrenziale, dovrebbe essere garantita libera entrata ed uscita a beneficio delle nuove tecnologie più efficienti e sostenibili. Sia chiaro, qui non si contestano le scelte fatte per garantire la sicurezza, si vuole solo mettere in evidenza che i continui aggiustamenti in una logica di “procurement” (su cui ritorneremo) hanno evidenziato che il sistema di prezzi di mercato non era in grado di garantire la “sicurezza” agli utenti finali sia nel breve che nel lungo periodo. La quarta categoria di assiomi, “assenza di esternalità” e “assenza di beni pubblici”, è un tema in parte risolto e in parte controverso ma meritevole di riflessione. Infatti, sul piano delle esternalità, l’*Emission Trading Mechanism* consente di includere il “costo ambientale” nella produzione di energia elettrica da combustibili fossili. Tuttavia, la questione si complica quando si considera la presenza di ‘beni pubblici’ nel mercato”. Infatti, se nei primi tre pacchetti di direttive comunitarie per il mercato elettrico l’enfasi era sugli obiettivi di liberalizzazione e concorrenza nel mercato, con il pacchetto ‘Fit for 55’ il mercato elettrico ed i suoi prodotti sembrano essere subordinati ad un bene (o interesse) collettivo: la riduzione delle emissioni di gas climalteranti. Semplificando, forse troppo, sarebbe opportuno chiedersi se

ciò che acquistiamo nel mercato è il KWh o piuttosto se il KWh è destinato a diventare un prodotto accessorio del bene primario “sostenibilità” (nel caso specifico il nostro manuale suggerisce che domanda e prezzo dei beni pubblici sarebbero un po’ diversi da quelli adottati per fare il prezzo nel mercato elettrico). Infine, passando all’ultimo assioma, assenza di soggetti “*price maker*” il quadro regolatorio predisposto dalla normativa recente con l’introduzione di tetti antitrust nelle aste per la fornitura degli ex-tutelati dovrebbe rassicurarci: tuttavia in un mercato concorrenziale il più bravo dovrebbe “mettere fuori mercato” tutti gli altri operatori che praticano prezzi più alti mentre il tetto Antitrust nelle aste potrebbe garantire che anche gli operatori più inefficienti riescano fornire energia ai consumatori finali. Questo tema meriterebbe di essere approfondito per garantire agli ex-tutelati condizioni di equità orizzontale. Un ribilanciamento del dibattito con una riflessione sullo stato della concorrenza e dei concorrenti aiuterebbe. Riuscire a “falsificare” questi dubbi implica una verifica corretta delle condizioni concorrenziali a beneficio del consumatore. Parafrasando Hirshman⁵, sarebbe opportuna un po’ più di “Voce” (e numeri) da parte delle istituzioni preposti alla tutela della concorrenza. Considerazioni analoghe meriterebbe il paradigma del mercato gas. Oltretutto sul piano controfattuale non possono essere trascurate le recenti istanze

di molti settori industriali (da molti anni protagonisti del mercato libero) che manifestano crescenti rivendicazioni di “aiuto” analoghe a quelle dei loro competitor francesi, tedeschi e spagnoli. Un’istanza diffusa a livello comunitario sul quale anche la Commissione dovrà riflettere attentamente e chiedersi come mai il mercato unico dell’energia non sia riuscito a restituire “prezzo unico” a livello europeo (o quantomeno convergente) dopo oltre 25 anni di liberalizzazione. La concorrenza è importante per il consumatore, ma il mercato, quale strumento per favorire il benessere sociale, non dovrebbe essere perseguito in modo dogmatico. Piuttosto, dovrebbe essere adattato alle nuove finalità di politica ambientale, per le quali il mercato elettrico è uno degli strumenti centrali per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità comunitari. Ovvero, se il “modello di concorrenza nel mercato tra operatori”, proposto nel D.L. 79/99 (Bersani) non funziona, meglio trasformare il tutto in un modello di “*procurement*” garantendo le benefiche proprietà della concorrenza tra operatori (come peraltro già accade in molti servizi di pubblica utilità rifiuti, TPL ecc.). Una possibile mutazione sulla quale vale la pena di aprire una riflessione, considerando la subordinazione sempre più forte dei mercati energetici rispetto alla “produzione” di interessi generali pubblici quali la sostenibilità ambientale.

⁵ Hirschman, Albert O. (1970). *Exit, voice, and loyalty: responses to decline in firms, organizations, and states*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press.