



EDITORIALE – 21 SETTEMBRE 2022

Cinquanta sfumature di price cap

di **Simona Benedettini**

Consulente indipendente in materia di politiche e regolazione dei mercati energetici

e **Carlo Stagnaro**

Direttore ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni



Cinquanta sfumature di price cap

di Simona Benedettini

Consulente indipendente in materia di politiche e
regolazione dei mercati energetici

e Carlo Stagnaro

Direttore ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni

Da mesi il dibattito italiano ed europeo attorno alla crisi energetica che ci ha travolti ruota attorno a due parole: price cap. Con tale espressione ci si riferisce a un intervento emergenziale di regolamentazione dei mercati dell'energia, finalizzato a porre un tetto (cap) al prezzo di alcuni prodotti energetici. A dispetto dell'apparente semplicità della proposta, essa è tutt'altro che banale. E non solo per l'ovvia ragione che – ogni volta che si dice price cap – sarebbe opportuno specificare *quali* prezzi si intende assoggettare a un limite massimo: i prezzi dell'energia elettrica, del gas, del petrolio o dei suoi derivati? I prezzi all'ingrosso oppure al dettaglio? Ciascuna di queste ipotesi è stata, in qualche momento, avanzata. In alcuni casi anche con un significativo livello di consenso: per esempio l'idea di un *price cap* al petrolio arriva dai ministri delle Finanze del G7, i quali hanno concordato (almeno in principio) di porre un tetto ai prezzi del greggio russo.¹ Tuttavia, il discorso pubblico in materia è anche molto confuso, perché non sempre è chiaro a cosa ci si riferisce, con quali procedure e a quali fini.

In questo articolo proponiamo una tassonomia delle diverse proposte di *price cap*. La nostra tassonomia, per esigenze di semplicità, ha alcuni limiti. Per cominciare, ci concentriamo su energia elettrica e gas. Il caso del petrolio e dei prodotti petroliferi presenta, infatti, notevoli differenze che lo rendono del tutto peculiare. In primo luogo, mentre i prezzi di energia elettrica e gas si sono assestati su livelli assolutamente senza precedenti, quelli del greggio e dei suoi derivati – pur alti – sono comunque coerenti coi picchi storici osservati durante i precedenti cicli. Quindi si può sostenere che, mentre quella petrolifera è una “normale” crisi, nel caso del gas e dell'energia elettrica ci troviamo in un territorio inesplorato. Secondariamente, il mercato petrolifero – a differenza di quello elettrico e gas – ha dimensione autenticamente globale, in quanto non risente di particolari vincoli infrastrutturali. Per citare una famosa espressione, “*the world oil market, like the world ocean, is one great pool*” (Adelman 1984, p.5). In terzo luogo, l'idea di un price cap sul greggio russo non ha come principale obiettivo quello di mitigare gli effetti di una fase eccezionale, ma rappresenta una sorta di estensione delle sanzioni in vigore contro Mosca.

Un altro elemento di distinzione riguarda il *target* delle proposte. Alcune incidono sui mercati all'ingrosso, altre sui mercati al dettaglio. Nel corso dell'articolo non consideriamo queste ultime, perché è evidente

¹ <https://www.reuters.com/business/energy/g7-finance-chiefs-seen-advancing-russian-oil-price-cap-plan-2022-09-02/>

che la patologia dei prezzi energetici – se esiste – riguarda le dinamiche a monte della filiera. Non è un caso se i venditori di energia elettrica e gas si trovano in enormi difficoltà, tanto che diversi paesi hanno varato o si apprestano a varare pacchetti di aiuto per sostenerne la liquidità.² Una misura di analogo tenore è stata fatta propria dalla stessa Commissione europea.³ D'altronde, è davanti agli occhi di tutti l'esperienza del Regno Unito, che ha introdotto un price cap sui prezzi al dettaglio di energia elettrica e gas alcuni anni fa (per ragioni che nulla hanno a che fare con la crisi in corso) (Littlechild, 2021). Ebbene, proprio nel Regno Unito, a causa del *boom* dei prezzi all'ingrosso che ha reso il cap troppo stringente, oltre la metà dei venditori di energia elettrica e gas hanno dichiarato bancarotta.⁴ Allo stesso modo, in Francia il governo ha imposto al principale operatore del mercato elettrico, Edf, di vendere una parte dell'energia sottocosto. Questo, peraltro in una fase di crisi del parco nucleare transalpino, ha compromesso i conti dell'azienda rendendone inevitabile la piena nazionalizzazione.⁵

Infine, alcuni propongono meccanismi di cap a livello nazionale, altri a livello europeo. Prenderemo in considerazione solo questi ultimi, in quanto i cap nazionali rischiano di generare più problemi di quanti ne risolvano. I mercati europei dell'energia elettrica e del gas sono strettamente interconnessi: quindi l'imposizione di un cap nazionale rischia di generare effetti di scarsità locale. Per esempio, se il paese x fissa un prezzo massimo di un prodotto (luce o gas) inferiore a quello prevalente nei paesi confinanti, questi ultimi tenderanno di importare il prodotto, rendendolo più scarso proprio nel paese che ha messo il tetto. E se questo reagisse con un blocco all'export – al di là degli ovvi risvolti giuridici e della patente violazione del Trattato – potrebbe trovarsi esposto a ritorsioni di ogni tipo. Una guerra commerciale intra-europea è l'ultima cosa di cui abbiamo bisogno. Come vedremo più avanti, Spagna e Portogallo hanno in effetti introdotto una misura con effetti analoghi a un cap nazionale sul prezzo dell'energia elettrica, ma questo è stato concretamente reso possibile solo dal fatto che la penisola iberica è scarsamente interconnessa con la Francia e col resto d'Europa.

Di conseguenza, ci concentreremo sulle proposte di tetto ai prezzi all'ingrosso del gas e dell'energia elettrica a livello europeo.

Tetti al prezzo del gas

La crisi attuale nasce dal *boom* dei prezzi del gas, dettato prima dal crescente *mismatch* tra domanda e offerta in Europa, e poi esacerbato dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. L'epicentro di questi incrementi è stato da molti – a torto o a ragione – individuato nel Ttf, la più liquida tra le borse europee

² <https://www.ft.com/content/8e039027-3f8b-4cbc-8e83-96c399e18f40>

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_5493

⁴ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-19/owners-of-bust-energy-suppliers-set-for-million-pound-payouts>

⁵ <https://www.reuters.com/business/energy/france-announce-details-edf-nationalisation-2022-07-18/>

nelle quali viene scambiato il gas (Jotanovic e D’Ecclesia, 2021). Il Ttf è importante non solo perché agisce da *benchmark* per gli scambi spot di gas, contribuendo quindi a fissare l’asticella del metro cubo marginale. Lo è, soprattutto, perché molti contratti a lungo termine – tra cui quelli con la Russia – sono indicizzati a esso. Di conseguenza, i movimenti sul Ttf si trascinano dietro i costi di importazione del gran parte del gas europeo.

Questa considerazione suscita due domande: i prezzi a cui viene scambiato il gas sul Ttf, e che si propagano a gran parte del gas importato sulla base di contratti di lungo termine, riflettono effettivamente i fondamentali, oppure presentano una componente speculativa? E, conseguentemente, il fatto che il gas sia prezzato sulla base di questo indice dà luogo a extra-rendite? A quest’ultima domanda ha, in parte e limitatamente all’Italia, risposto l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente: non c’è evidenza che consenta di dire che i prezzi di vendita finale del gas, nel nostro paese, non siano giustificati da quelli di importazione (Arera, 2022). Ciò non significa che non siano altri, ancora più a monte nella filiera, a incamerare una rendita ingiustificata. Da qui nascono varie proposte di intervento amministrativo per mettere un freno alla corsa dei prezzi.

Sono, in particolare, tre le ipotesi sul tavolo.

- Tetto al prezzo del gas russo

Una prima proposta – fatta dalla presidente della Commissione Ursula von der Leyen⁶ e, almeno in un primo momento, da Mario Draghi⁷ – consiste nell’imposizione di un tetto al prezzo del gas importato dalla Russia. Se nel passato questo rappresentava circa un terzo dell’import totale, tale percentuale si è ridotta rapidamente nel corso del 2022, vuoi per effetto della strategia europea di diversificazione, vuoi a causa della progressiva scelta della Russia di restringere i flussi. Ciò nonostante, per effetto dell’incremento dei prezzi molto più che proporzionale alla riduzione dei volumi venduti, Mosca ha ottenuto *revenue* crescenti nel tempo.⁸

L’imposizione di un tetto al prezzo del gas russo, alla luce di questo fatto, avrebbe solo in parte un effetto di calmiera sui prezzi complessivi. Essa va piuttosto inquadrata nel contesto delle sanzioni contro Mosca. Infatti, almeno nei suoi effetti esso appare non dissimile dall’idea di alcuni economisti di imporre un dazio sulle importazioni di gas dalla Russia (Gros, 2022). Dal punto di vista pratico presenta due difficoltà sostanziali: l’una, ovvia, sta nella reazione della Russia. Mosca potrebbe interpretare questa scelta come

⁶ <https://www.reuters.com/business/energy/eu-propose-price-cap-russian-gas-von-der-leyen-says-2022-09-07/>

⁷

https://www.repubblica.it/economia/2022/06/26/news/draghi_cerca_sponde_per_il_tetto_al_gas_russo_e_scoppia_il_caso_indonesia-355450238/

⁸ <https://www.reuters.com/business/energy/exclusive-russia-forecasts-export-gas-price-will-more-than-double-2022-08-17/>

un affronto e spingersi a tagliare completamente le forniture. Naturalmente, tale scelta dipende anche dal livello del cap. L'altro problema sta nella quantificazione e ripartizione del beneficio implicito (cioè l'eventuale minor costo del gas russo rispetto a quello importato da altri paesi e ancorato al Ttf o ad altri *benchmark*) in modo che esso non sia interamente incamerato dagli importatori.

- Tetto al gas importato via tubo

Un'ipotesi alternativa prevede di imporre un tetto al prezzo di tutto il gas importato via tubo, sia dalla Russia, sia da altri fornitori. Sebbene non abbia alla fine coagulato consensi sufficienti, questa opzione è stata a lungo considerata come la più razionale da diversi Stati membri dell'Ue.⁹ La *ratio* della proposta sta nel fatto che i tubi sono infrastrutture rigide: di conseguenza essi creano un rapporto di reciproca dipendenza tra venditori e compratori di gas. Inoltre, l'offerta di gas è almeno altrettanto rigida della domanda, nel senso che i principali esportatori verso l'Europa non possono destinare ad altri lidi gran parte del gas trasportato via *pipeline*. Quindi l'Europa può esercitare, in una fase in cui i prezzi sono lontanissimi dai costi medi di produzione, una sorta di potere di monopsonio. Oltre alla Russia, dunque, questa misura colpirebbe anche altre nazioni quali la Norvegia, l'Algeria e l'Azerbaijan. Il vantaggio di questa proposta, rispetto alla precedente, è che essa è più equa dal punto di vista dell'impatto sul mercato, con la parziale eccezione dell'import via nave che, essendone escluso, potrebbe essere scambiato a prezzi superiori al *cap*. Riconciliare questa divergenza potrebbe non essere facile. Anche in questo caso potrebbe porsi un problema di intervento regolatorio a valle per evitare che la rendita, cioè la differenza tra il cap e i prezzi di mercato (espressi dal Gnl), sia appropriata dagli importatori via tubo. Inoltre, molti paesi fornitori stanno pianificando investimenti (per esempio la ricerca di nuove risorse o la realizzazione di nuove infrastrutture) o sostenendo un costo opportunità sulla base dell'attuale livello dei prezzi. Un cap troppo basso e non concordato potrebbe indurli a cancellare tali investimenti, esacerbando la crisi nel medio termine.

- Tetto a tutto il gas importato e scambiato all'interno dell'Unione europea

Altri ancora, tra cui il governo italiano,¹⁰ invocano un cap a tutti gli scambi di gas all'interno dell'Unione europea o tra soggetti europei ed esportatori esteri. In questo caso l'intervento dovrebbe essere molto più ampio, in quanto il tetto si applicherebbe su ogni transazione sia di borsa, sia bilaterale. Naturalmente ciò impone oneri attuativi consistenti perché, se i prezzi "pubblici" sono facilmente verificabili, il contenuto di contratti privati può sollevare maggiori difficoltà. Il tetto si estenderebbe non solo alle

⁹ <https://www.euronews.com/my-europe/2022/09/09/eu-energy-ministers-move-closer-to-price-cap-on-all-gas-imports-but-obstacles-remain>

¹⁰ <https://ageei.eu/cosa-propone-litalia-alla-ue-sul-price-cap-del-gas-il-documento-del-mite/>

transazioni fisiche ma addirittura a quelle puramente finanziarie, e coinvolgerebbe anche il Gnl attraverso una sorta di meccanismo di compensazione finalizzato a ripagare (a carico degli Stati) l'eventuale differenza tra il tetto e il prezzo di importazione prevalente sui mercati globali. In prospettiva, si parla di favorire uno sdoppiamento del mercato in modo tale da separare le negoziazioni sul gas importato via tubo da quelle relative al gas liquefatto, il quale dovrebbe essere regolato anche sulla base dei prezzi prevalenti in altri *hub* (quali Henry Hub o Jkm).

I problemi sono i medesimi della proposta precedente: il livello del cap diventa un fattore critico non solo per i suoi effetti redistributivi (che sono quelli desiderati da chi propone la misura) ma anche per quelli allocativi (cioè per il rischio di determinare un minore apporto di gas). Inoltre, le modalità di attuazione sono tutt'altro che chiare.

Tetti al prezzo dell'energia elettrica

Le varie proposte di tetto al prezzo del gas, pur avendo monopolizzato per lungo tempo il dibattito, non sembrano aver trovato un consenso sufficiente in sede europea. Anche per questo la discussione si è spostata sui meccanismi di determinazione dei prezzi dell'energia elettrica. D'altronde, il rincaro del gas ha causato un aumento senza precedenti dei prezzi della luce, sollevando almeno altrettanti problemi.

Tre ipotesi, in particolare, hanno attratto maggiore discussione: i) la proposta greca di creazione di un sistema di vasi comunicanti tra due borse separate per la determinazione del prezzo dell'energia elettrica, l'una riservata alle tecnologie non programmabili (quali eolico, fotovoltaico, idroelettrico ad acqua fluente e altre rinnovabili), l'altra a tecnologie programmabili (gas, carbone, ecc.);¹¹ ii) il modello iberico (“el tope al gas”) che prevede un sussidio alle centrali a gas, in modo tale che queste possano produrre a un costo ridotto energia elettrica, trascinando verso il basso i prezzi di equilibrio per l'intero sistema;¹² iii) un meccanismo di “revenue capture” finalizzato a porre un tetto agli impianti inframarginali (cioè quelli alimentati da fonti diverse dal gas) in modo tale da restituire ai consumatori una parte degli extracosti determinati dal caro-gas. Ci concentreremo su quest'ultimo meccanismo, sia perché esso è stato formalizzato in una proposta di regolamento da parte della Commissione europea,¹³ sia perché esso presenta forti somiglianze al meccanismo a due vie disposto, in Italia, dall'art.15-bis del decreto sostegni-ter.¹⁴ Per un approfondimento sulla proposta greca e sul *tope* iberico rimandiamo a Benedettini e Stagnaro (2022).

¹¹ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>

¹² <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-el-mecanismo-ib-%C3%A9rico-para-limitar-el-precio-del-gas-y-rebajar-la-electricidad/tcm:30-540371#:~:text=Establece%20un%20precio%20de%20referencia,una%20convergencia%20a%20la%20normalidad.>

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022PC0473&from=EN>

¹⁴ <https://www.dlapiper.com/it/italy/insights/publications/2022/04/decreto-sostegni-ter/>

La proposta di regolamento della Commissione interviene direttamente – in via transitoria – sul sistema di formazione dei prezzi dell’energia elettrica all’ingrosso. Secondo il cosiddetto sistema del prezzo marginale, il prezzo in qualunque ora del giorno riflette i costi dell’impianto più costoso necessario a soddisfare la domanda in quel momento. L’esplosione dei prezzi del gas, di conseguenza, trascina verso l’alto il prezzo per l’intera produzione, inclusi quegli impianti che non hanno avuto alcun aumento dei costi (come le rinnovabili) o che hanno subito aumenti di minore entità (come il carbone). La Commissione propone, per un periodo inizialmente fino al 15 aprile 2023, l’introduzione di un tetto pari a 180 euro / MWh ai ricavi conseguibili da parte degli impianti inframarginali. Le eventuali somme eccedenti dovranno essere riversate al sistema e potranno essere impiegate per ridurre le bollette. Questo meccanismo presenta delle forti somiglianze con quello introdotto dal decreto sostegni-ter nel nostro paese, ma ha anche significative differenze:

- La soglia di prezzo, pari a 180 euro / MWh nel disegno europeo, nel caso italiano oscilla attorno al range 60-70 euro / MWh a seconda della zona di mercato. Questo livello sembra derivare dalla media storica osservata sulla borsa italiana dal momento del suo avvio, mentre quello europeo riflette un ragionamento diverso e più corretto: *“Il tetto non dovrebbe pertanto essere fissato al di sotto delle ragionevoli aspettative dei partecipanti al mercato in merito al livello medio dei prezzi dell’energia elettrica nelle ore in cui la domanda era ai massimi livelli, prima dell’invasione russa dell’Ucraina. Negli ultimi decenni, prima del febbraio 2022, le aspettative relative ai prezzi medi di picco sul mercato all’ingrosso dell’energia elettrica erano significativamente e costantemente inferiori a 180 EUR/MWh in tutta l’Unione, nonostante le differenze nei prezzi dell’energia elettrica tra le regioni dell’Unione. Poiché la decisione iniziale di investimento dei partecipanti al mercato è stata assunta in base all’aspettativa secondo la quale, in media, i prezzi sarebbero stati inferiori a tale livello nelle fasce orarie di picco, un tetto a 180 EUR/MWh costituisce un livello nettamente superiore alle aspettative iniziali dei mercati. Lasciare un margine sul prezzo che gli investitori avrebbero potuto ragionevolmente aspettarsi è necessario per garantire che il tetto sui ricavi non infici la valutazione iniziale della redditività degli investimenti”* (considerando #26 della proposta di regolamento);
- La proposta europea coinvolge tutti gli impianti infra-marginali, mentre quella italiana riguarda solo alcuni di essi scelti in modo piuttosto arbitrario, vale a dire gli *“impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato”* (cioè i Conti energia I-IV) e gli *“impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010”*. La proposta europea sembra assai più coerente sia nel disegno sia nell’intento sotto questo profilo;

- Mentre la proposta europea si concentra sugli scambi spot, il meccanismo italiano tiene conto dell'esistenza di contratti di cessione dell'energia bilaterali, nella misura in cui il prezzo di cessione non eccede la soglia di oltre il 10 per cento. In questo, il meccanismo italiano riflette maggiormente la realtà dei mercati e le determinanti delle scelte degli operatori.

A ogni modo, la proposta europea è finalizzata a far convergere il prezzo dell'energia verso il costo medio di generazione, là dove gli attuali meccanismi di formazione del prezzo sono invece orientati al costo marginale. Al di là delle considerazioni di merito, è opportuno sottolineare che – mentre oggi tutti i mercati europei esprimono prezzi simili – l'eventuale applicazione del cap e la retrocessione delle rendite eccedenti la soglia di riferimento ai consumatori potrebbe generare forti sperequazioni nei prezzi effettivamente praticati ai consumatori. Infatti, l'entità delle rendite (e dunque dello “sconto”) è molto maggiore nei paesi che dipendono meno dal gas per la loro generazione elettrica: mentre l'Italia produce quasi la metà della sua elettricità da gas, la media europea si colloca attorno al 20 per cento e paesi come Germania e Francia sono ancora al di sotto.

L'adozione del regolamento, pertanto, potrebbe generare significative variazioni nei prezzi al dettaglio, a detrimento soprattutto delle imprese italiane esposte alla concorrenza internazionale, costrette a reggere il confronto di *competitor* avvantaggiati nell'accesso all'energia. Sarà però difficile per il governo italiano far valere questo punto, avendo il nostro paese per primo introdotto un meccanismo simile nel proprio ordinamento.

Bibliografia

Adelman, M.A. (1984), “International Oil Agreements”, *The Energy Journal*, 5(3): 1-9.

Arera (2022), “Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia”, 252/2022/I/gas.

Benedettini, S. e Stagnaro, C. (2022), “Energia: i costi del disaccoppiamento”, *lavoce.info*, 20 settembre 2022.

Gros, D. (2022), “Optimal tariff versus optimal sanction. The case of European gas imports from Russia”, CEPS, *Policy Insight*, 2022-12.

Jotanovic, V. e R.L. D'Ecclesia (2021), “The European gas market: new evidences”, *Annals of Operations Research*, 299: 963-999.

Loiacono, L., Rizzo, L. e Stagnaro, C. (2022) XXX

Littlechild, S.C. (2021), “The challenge of removing a mistaken price cap”, *Economic Affairs* 41(3): 391-415.