

Come tagliare la bolletta energetica

Cinque riforme nazionali e una europea

Di Carlo Stagnaro e Luca Lo Schiavo

KEY FINDINGS

- Il prezzo dell'energia elettrica in Italia è nettamente superiore rispetto alla maggior parte degli altri Stati membri. Il divario è particolarmente rilevante per le Piccole e medie imprese;
- Il divario può essere spiegato principalmente da due componenti del prezzo finale: il costo dell'energia elettrica all'ingrosso e gli oneri generali di sistema;
- Questo *paper* propone alcune riforme per ridurre i prezzi dell'energia in tempi relativamente rapidi;
- La prima proposta è di approfittare del calo strutturale degli oneri generali di sistema assicurando per legge che non vengano introdotti nuovi meccanismi di supporto, nemmeno in modo surrettizio, in modo da osservare un rapido crollo degli oneri post-2030;
- La seconda proposta è di procedere alla graduale fiscalizzazione degli oneri generali di sistema, a partire da quelli che maggiormente contribuiscono a formare il divario a sfavore delle piccole medie imprese;
- La terza proposta è di destinare l'intero gettito delle aste Ets al finanziamento degli oneri (o, in subordine, il 50%, mantenendo la destinazione del rimanente 50% all'abbattimento del debito pubblico); allo stesso modo si potrebbe destinare al finanziamento degli oneri il gettito delle sanzioni oltre un livello definito (utilizzato come ora per il fondo per i progetti delle associazioni dei consumatori);
- La quarta proposta è di facilitare l'installazione di impianti di generazione a bassi costi marginali, contestualmente promuovendo la concorrenza, l'integrità e la trasparenza dei mercati per contrastare condotte di manipolazione come quelle in corso di verifica da parte di ARERA a seguito dell'indagine conoscitiva sui mercati all'ingrosso nel biennio 2023-24;
- La quinta proposta è di svolgere le gare per le grandi derivazioni idroelettriche e le reti di distribuzione, destinando tutto o parte del gettito dei canoni concessori al finanziamento degli oneri generali di sistema, o (per le gare di distribuzione) in subordine eliminare la norma che remunera come investimenti gli oneri di rimodulazione;
- A livello europeo, sarebbe opportuno escludere il settore elettrico dall'applicazione dell'Ets nei paesi che hanno completato il *phase-out* del carbone, oppure mantenere l'applicazione dell'Ets sugli impianti alimentati da combustibili fossili solidi ma non sugli impianti a gas.

Il [compromesso](#) trovato in seno al Consiglio europeo sugli obiettivi di riduzione delle emissioni al 2040 rappresenta più un rinvio che una decisione: fermo restando il target formale (taglio del 90 per cento al di sotto dei livelli del 1990), sono state introdotte maggiori "flessibilità", la più importante delle quali riguarda la facoltà di realizzare crediti

Carlo Stagnaro è direttore ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni.

Luca Lo Schiavo è Regulatory specialist presso Erra – Energy Regulators Regional Association. È stato direttore market monitoring in Arera fino a tutto dicembre 2024. Le opinioni espresse in questo articolo sono del tutto personali e non coinvolgono in alcun modo l'ente di ex appartenenza.

in paesi extra-europei fino al 5 per cento dei volumi emissivi richiesti. Inoltre, [l'avvio dell'Ets2](#) – l'applicazione di un prezzo alle emissioni di CO2 nei trasporti, nella climatizzazione degli edifici e in altri settori caratterizzati dalla prevalenza delle Pmi – è stato postposto di un anno, dal 2027 al 2028. Di fatto, quindi, i problemi rimangono aperti.

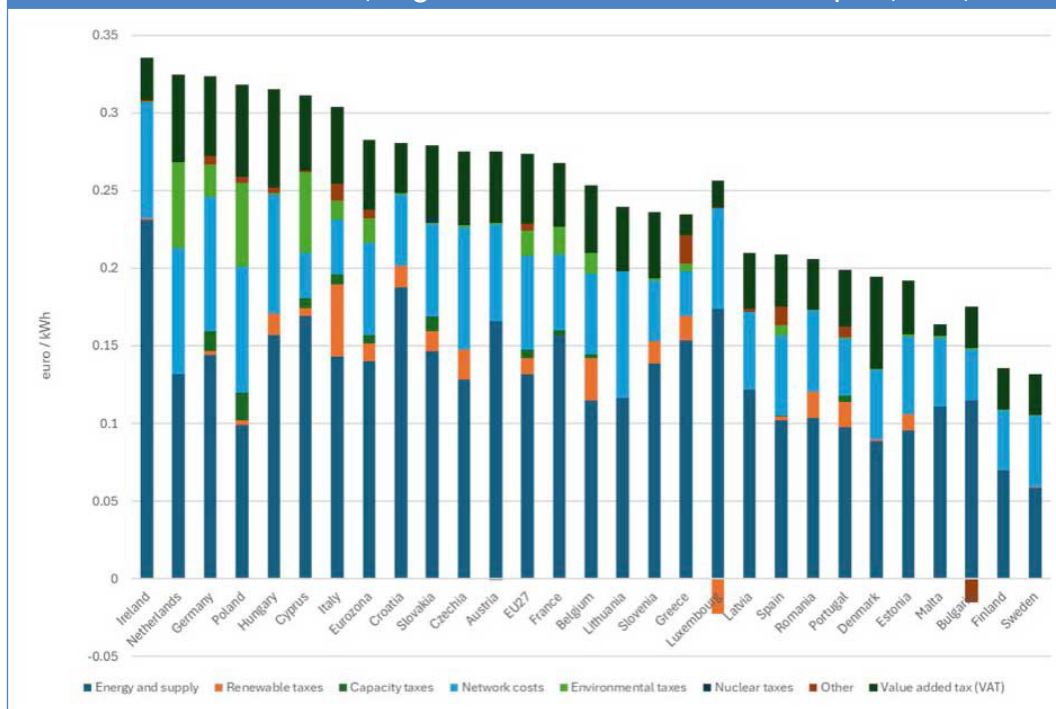
Contemporaneamente, la Germania ha annunciato ulteriori misure per ridurre il prezzo dell'energia elettrica per i consumatori energivori a 50 euro/MWh. Intanto, a livello europeo è in discussione la [riforma della direttiva](#) sulla tassazione dei prodotti energetici. Il dibattito, iniziato nella scorsa legislatura europea, riguarda un passaggio di per sé assolutamente razionale: mentre adesso la tassazione dei prodotti energetici è riferita alle unità di volume (per esempio, le accise sono espresse in euro per tonnellata di carburanti o di metri cubi di gas), la revisione prevede di passare a un meccanismo di tassazione espresso in euro per contenuto energetico che tenga anche conto dell'impronta carbonica delle diverse fonti. Ciò darebbe una maggiore coerenza a un sistema [che tratta la tassazione dei consumi energetici e delle relative emissioni in modo del tutto disordinato](#), applicando aliquote (tenendo conto anche dei crediti di emissione, che si applicano solo ad alcuni processi industriali) variabili a seconda della fonte di energia, delle modalità del suo utilizzo e in alcuni casi addirittura delle caratteristiche soggettive del consumatore, senza riguardo ad alcun parametro oggettivo. Tuttavia, se isolata da una riforma più ampia del sistema tributario, essa rischia di determinare incrementi eccessivi dei prezzi – in particolare del gas – in una fase ancora segnata dagli strascichi, in parte strutturali, dell'invasione dell'Ucraina: è anche per questo se i rappresentanti degli Stati membri [faticano a trovare un accordo](#). In Italia, infatti, la quota del gas nei consumi domestici (con particolare riferimento al riscaldamento) è del 53,5%, circa 20 punti percentuali al di sopra della media Ue (34,3%).

Su ciascuna di queste misure, presa singolarmente, si possono avere opinioni differenti. Alcune, come la revisione della tassazione energetica e l'Ets2, appaiono ragionevoli e coerenti non solo con gli obiettivi ambientali ma anche con quelli dell'efficienza economica. Altre, come la definizione di un *target* vincolante al 2040, appaiono più discutibili: avendo già un obiettivo di neutralità carbonica al 2050, [sarebbe preferibile fissare un percorso lineare di avvicinamento](#). Tuttavia, se viste nel loro insieme e nell'assenza di vaste riforme in ambiti collaterali, il rischio è che questa strategia sia percepita come (e, in ultima analisi, sia) un complesso di provvedimenti che avrà come principale effetto l'incremento dei costi dell'energia. Da un lato, i combustibili fossili verrebbero ulteriormente assoggettati a [forme di tassazione implicita o esplicita](#), anche nei casi in cui sono soggetti ad accise che più che internalizzano i costi esterni; dall'altro, anche il vettore elettrico – che in teoria dovrebbe attrarre sempre più consumi – finirà per essere gravato di oneri e tasse che ne renderanno gravoso l'utilizzo. In tal modo, si avrebbero i costi – economici, sociali e industriali – del-

la transizione senza catturarne i benefici.

Risolvere questi problemi richiede una riflessione ampia a livello europeo. Ma essi sono particolarmente pressanti in Italia, visto che i prezzi dell'energia sono, nel nostro paese, più elevati che in altri: questo vale in particolare per le piccole e medie imprese, che [finanziano gran parte degli oneri di sistema](#), ma anche per l'industria energivora, che pur godendo di alcune agevolazioni si confronta con altri paesi europei [in cui il supporto è ancora più pronunciato](#). Inoltre, sebbene questo lavoro sia dedicato all'energia elettrica, analoghi problemi (anche se forse di magnitudo non comparabile) si pongono anche per il gas e per i carburanti (attualmente l'accisa ordinaria sul gasolio è la più alta d'Europa e, forse, del mondo).

Figura 1. Livello e composizione dei prezzi dell'energia elettrica per le Pmi (consumi tra 20 e 499 MWh/anno) negli Stati membri dell'Unione europea (2024).



Fonte: elaborazione su dati Eurostat. Nota: in Lussemburgo e Bulgaria alcune componenti sono negative perché sussidiate attraverso la fiscalità generale.

Diventa quindi essenziale individuare strumenti per ridurre il costo dell'energia per le famiglie e soprattutto per le imprese. In questa prospettiva, gli sforzi principali dovrebbero essere dedicati all'energia elettrica: non solo gli attuali livelli di prezzo sono superiori alla maggior parte degli Stati membri dell'Unione europea (Figura 1), ma essi sono anche di ostacolo all'elettrificazione dei consumi e dunque, implicitamente, alla decarbonizzazione. Di più: vi è evidenza che, data la forte incidenza dei costi fissi sul prezzo dell'energia elettrica, l'aumento della domanda, almeno a certe condizioni, [può produrre una riduzione](#), e non un aumento, dei costi (mentre la diffusione delle fonti rinnovabili, come

vedremo dopo, non ha un effetto univoco). Quindi, disincentivare implicitamente il consumo attraverso prezzi “gonfiati” finisce per aumentare ulteriormente il livello dei prezzi. Diviene importante interrogarsi su come si possa intervenire, a livello nazionale ed europeo, per ridurre i costi dell’energia elettrica compatibilmente col funzionamento del mercato, coi vincoli di bilancio e con gli obiettivi ambientali.

In questo Briefing Paper verranno illustrate cinque proposte a livello italiano più una a livello Ue per ridurre i costi dell’energia elettrica per famiglie e imprese. Come si può notare dalla Figura 1, larga parte del *gap* tra Italia e Ue può essere ricondotto a due componenti del prezzo dell’energia elettrica: il costo all’ingrosso della materia prima (che incide in Italia per circa il 56 per cento del prezzo al netto dell’Iva nel 2024) e gli oneri generali di sistema (18,3 per cento per la quota relativa alle rinnovabili). E’ quindi su queste due voci che occorre concentrarsi, seppure vi siano spazi di intervento anche su altre (come gli oneri per il finanziamento delle infrastrutture, di cui si parlerà brevemente nella proposta #5).

Proposta 1. Non aggiungere nuovi oneri, per legge

Nel 2024, il gettito degli oneri generali di sistema è stato di circa 11 miliardi di euro, di cui 8,6 miliardi tramite la componente Asos (collegata principalmente al finanziamento delle fonti rinnovabili) e 2,5 miliardi dalla componente Arim (le cui finalità più rilevanti sono i regimi tariffari speciali per le ferrovie, 1,3 miliardi, e il bonus sociale, 800 milioni a cui nel 2024 se ne sono aggiunti altri 200 dalla fiscalità generale).¹ La quota di oneri legata all’incentivazione delle energie rinnovabili è dominata dall’eredità dei vecchi cicli di incentivazione, i quali prevedevano la corresponsione (in varie forme ed entità) di un sussidio ai produttori. Più recentemente (a partire dal 2016), attraverso i cosiddetti decreti Fer si è erogato un sostegno di natura diversa, cioè la fissazione di un prezzo di riferimento (attraverso procedure competitive) che viene garantito al produttore:

1 I dati sono tratti dalla Relazione Annuale ARERA 2025, Vol. II (tavola 3.8). Tuttavia, occorre considerare che il gettito non è necessariamente uguale al fabbisogno, che può essere diverso dal gettito per vari motivi, e che può cambiare da un anno all’altro, *in primis* per il livello dei prezzi o per altre ragioni; inoltre, il trasferimento di 200 milioni di euro del 2024 non ha natura strutturale. In particolare, negli 8,6 miliardi della componente Asos sono compresi, nelle stime di ARERA che hanno condotto alla determinazione delle aliquote tariffarie che hanno portato il gettito 2024 a 1,56 miliardi per la componente tariffaria Ae, a copertura delle agevolazioni per le imprese energivore; ma a consuntivo, il fabbisogno 2024 per le imprese energivore è risultato ben superiore, pari a 1,9 miliardi secondo la rendicontazione CSEA inviata alla Camera a ottobre 2025 ai sensi dell’art. 3. co. 12 DL 131/2023 - https://documenti.camera.it/_dati/leg19/lavori/documentiparlamentari/IndiceETesti/243/001/INTERO.pdf.

se i prezzi di mercato sono inferiori al prezzo di riferimento, la differenza viene corrisposta al produttore, andando a gravare sulla raccolta tariffaria; nel caso contrario è invece il produttore a restituire la differenza, alleggerendo così il fabbisogno degli oneri. A partire dal 2022, visti gli elevati corsi dell'energia, i beneficiari di questi meccanismi di sostegno (cosiddetti "contratti alle differenze") hanno quindi riversato risorse nel sistema elettrico. Tuttavia, non è detto che sarà sempre così: tutto dipende, da un lato, dai prezzi di riferimento (che nell'asta più recente si aggirano, per il fotovoltaico, attorno ai 60 euro/MWh, per l'eolico leggermente sopra); dall'altro, dai prezzi che verranno espressi sul mercato elettrico in futuro. Quindi, qualora la realizzazione di notevoli contingenti di nuova capacità rinnovabile avesse l'effetto (auspicabile!) di deprimere i prezzi all'ingrosso dell'energia, questo determinerebbe un aumento del fabbisogno degli oneri generali, a cui in mancanza di trasferimenti dal bilancio dello Stato ARERA si troverebbe costretta ad aumentare il gettito tariffario.²

L'entità degli oneri è un doppio problema alla luce delle forme di redistribuzione interna tra categorie di consumatori. Come altri Stati membri dell'Ue, l'Italia ha previsto fin dal 2013 diverse forme di agevolazione esplicita per le industrie ad alto consumo di energia elettrica ed esposte alla concorrenza internazionale. Tali politiche servono a evitare che le politiche di decarbonizzazione finiscano per contribuire a un processo di deindustrializzazione e trasferimento delle produzioni all'estero, che tra l'altro non ridurrebbe, ma semplicemente sposterebbe le emissioni prodotte dai processi industriali ("carbon leakage"). L'onere di queste agevolazioni, in base a una norma del 2012, è redistribuito sui clienti "non energivori": di conseguenza, gli oneri per le rinnovabili non pagati dalle imprese energivore si concentrano su alcune tipologie di soggetti: oltre alle famiglie, nei settori produttivi le pmi, incluse in particolare quelle che, pur appartenendo ai settori a cui sono riconosciute le agevolazioni (ed essendo

2 I contratti alle differenze (CfD) sono uno strumento meno distorsivo rispetto agli incentivi di vecchia generazione, perché ripartiscono il rischio prezzo sulle parti anziché scaricarlo interamente sui consumatori. Tuttavia, non sono esenti da limiti. In particolare, se stipulati su base nazionale, essi incoraggiano la realizzazione di impianti dove è massima la producibilità (e quindi dove massimizzano i ricavi), non dove è massimo il valore per il sistema (in termini di abbattimento delle emissioni o soddisfacimento della domanda con energia rinnovabile). Per queste ragioni, nell'ambito dell'ultimo decreto FER-X sono stati applicati dei modesti coefficienti correttivi per favorire l'installazione degli impianti incentivati nel Nord; da tempo si discute su se e come distribuire i contingenti offerti in asta tra le singole zone, privilegiando quelle dove il gap tra energia domandata e offerta di energia decarbonizzata è maggiore, e prevedendo anche forme di premialità (o addirittura condizionalità) per la contemporaneità tra produzione di energia rinnovabile e consumo. Si veda per esempio: <https://www.oxfordenergy.org/publications/contracts-for-difference-cfds-in-the-energy-transition-balancing-market-efficiency-and-risk-mitigation/>

energivore in senso economico, cioè in termini di rapporto tra spesa energetica e costi di produzione) non raggiungono il livello minimo di consumi per accedere agli aiuti.³ E' il caso di molte aziende connesse in bassa tensione con potenza impegnata superiore a 16,5 kW, per esempio nei settori della meccanica o in media tensione della chimica-gomma-plastica. Per effetto di queste forme di redistribuzione interna ai gruppi di clienti, le pmi connesse in bassa tensione pagano oneri mediamente il 40% degli oneri generali per le rinnovabili pur consumando circa il 26% dell'energia prelevata, mentre gli energivori pagano meno dell'1% degli stessi oneri a fronte di circa il 12% dell'energia (Tabella 1).

Tabella 1. Valore unitario medio delle componenti Asos e Arim pagato da ciascuna tipologia di utenza (anno 2024).

			A _{SOS}		A _{RIM}	
			M€	EURO/MWH	M€	EURO/MWH
Clienti domestici	Residenti	49,23	1.413,35	28,71	411,99	8,37
	Non residenti	8,02	781,86	97,46	67,13	8,37
	Totale domestici	57,26	2.195,21	38,34	479,11	8,37
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	170,31	46,98	39,09	10,78
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	6,25	65,72	2,68	28,16
	Clienti non domestici di bassa tensione non energivori (escl. illuminaz. pubblica)	64,32	3.427,80	53,29	1.103,80	17,08
	Clienti non domestici di bassa tensione energivori	0,29	1,74	5,98		
	Clienti di media tensione non energivori (escl. illuminazione pubblica)	58,04	2.560,42	44,11	745,28	8,41
	Clienti media tensione energivori (*)	30,61	171,67	5,61		
	Clienti di alta e altissima tensione non energivori (incluso consumi trazione ferrov.)	5,10	25,78	5,05	103,30	3,01
	Clienti di alta e altissima tensione energivori (*)	29,21	90,02	3,08		
	Totale non domestici	191,29	6.454,00	33,74	1.994,16	10,42
	TOTALE	248,55	8.649,21	34,80	2.473,27	9,95

Fonte: ARERA (2025).

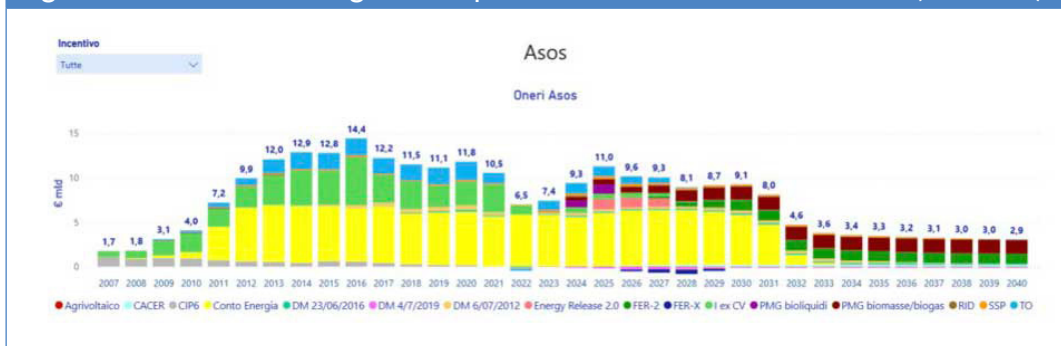
Ciò non significa che le agevolazioni per gli energivori non siano giustificate;

3 L'articolo 3 del decreto-legge 131/2023 fissa tre requisiti in particolare: i) l'impresa deve avere consumi pari ad almeno 1 GWh/anno; ii) l'impresa deve operare in uno dei settori agevolabili (cioè a rischio delocalizzazione); iii) l'impresa non deve trovarsi in "stato di difficoltà" come definito dalla Comunicazione della Commissione 2014/C 249/01. Con questa riforma, di allineamento alle nuove linee guida europee c.d. CEEAG, è stato eliminato a partire dal 2024 il criterio, che era in vigore in precedenza, secondo cui il costo dell'energia elettrica doveva incidere per almeno il 20% del valore aggiunto (o in subordine, per un'agevolazione minore, per almeno il 2% del fatturato). In compenso sono state introdotte le c.d. "green conditionalities" che impongono alle imprese energivore di effettuare investimenti di efficientamento energetico o almeno acquistare garanzie di origine.

semmai, esse andrebbero estese agli energivori connessi in media e bassa tensione che hanno gli stessi problemi nel confronto competitivo con gli operatori esteri. Ma questo comporta anche che l'intero battente degli oneri vada ridotto, per evitare di scaricarlo integralmente su altre categorie di consumatori che, pur essendo meno dipendenti dalla spesa energetica per la loro competitività, comunque soffrono per i prezzi troppo elevati e vedono in tal modo ridotto il loro reddito disponibile o la capacità di investire e innovare.

Queste considerazioni vanno confrontate con l'andamento atteso degli oneri a legislazione vigente, che è destinato a calare rapidamente negli anni successivi al 2030 per effetto della fine dei precedenti cicli di incentivazione (Figura 2).⁴

Figura 2. Scenario fabbisogno Asos per meccanismo di incentivazione (mld euro).



Fonte: Osservatorio Monitoraggio Pniec (2025).

La prima e più importante proposta, quindi, consiste nel “blindare” la riduzione degli oneri: è essenziale che la politica rifugga dalla tentazione di vedere, in questa curva discendente, l'opportunità di introdurre nuove forme di sussidio, incentivo o agevolazione. La riduzione strutturale degli oneri nel medio termine, infatti, attenua sia il “battente” che si scarica sui prezzi dell'energia elettrica sia le conseguenti esigenze di redistribuzione interna. I decreti di supporto allo sviluppo delle fonti rinnovabili già varati prevedono un costo netto per il sistema (35,3 miliardi per il Fer-2 e 9,7 miliardi per il Fer-x in quindici anni), a cui si aggiungono altri meccanismi di remunerazione per pretese esigenze specifiche (il mercato della capacità, che garantisce la copertura dei costi delle centrali termoelettriche, costa circa 1,7 miliardi di euro all'anno, mentre il Macse per le batterie costerà 17,7 miliardi di euro in quindici anni).

La bolletta è già stracarica di oneri attuali e attesi: è essenziale impedire che ne siano aggiunti altri. Occorre quindi una norma di legge che preveda esplicitamente che le prossime politiche di decarbonizzazione o di sostegno alle imprese energivore o in generale di sostegno ai prezzi non si traducano in au-

4 La figura è tratta dal sito www.pniecmonitoraggio.it/Dimensioni/Rinnovabili/FER%20Elettriche/Pagine/Spesa-Energetica-e-Oneri.aspx dove è disponibile anche il prezzo dell'energia rispetto a cui è condotta la stima (nel caso del grafico riportato, il riferimento è 80 euro/MWh a partire dal 2030).

menti del gettito tariffario. La norma auspicata dovrebbe pertanto comportare che, qualora per esempio in futuro per effetto di differenze tra i prezzi effettivi rispetto agli “strike” dei contratti per le differenze si generino degli ammanchi a carico del GSE, questi debbano essere coperti dalla fiscalità generale. Sicuramente una norma di legge avrebbe reso molto più accurata la verifica di “bollinatura” da parte della Ragioneria dello Stato dei decreti attuativi di varie misure finalizzate alla riduzione dei prezzi dell’energia per alcune categorie di consumatori.

Proposta 2. Graduale fiscalizzazione degli oneri generali di sistema

Sebbene gli oneri, come argomentato sopra, siano su una traiettoria discendente, e al netto di eventuali nuovi aggravii, essi rappresentano nel breve termine una voce molto rilevante della bolletta finale per la maggior parte delle categorie di consumatori. A subirne maggiormente il peso sono le piccole e medie imprese: in termini di prezzi unitari, nel 2024 gli oneri pagati dalle Pmi connesse in bassa tensione incidono per circa 53,3 euro/MWh, contro i 28,7 euro/MWh dei domestici residenti e circa 3-5 euro versati dagli energivori connessi in media e alta tensione (Tabella 1). Questo deriva dalla combinazione di due effetti: da un lato, la scelta politica (e comune a praticamente tutti gli Stati membri, quanto meno quelli che hanno una base industriale significativa) di esentare le imprese energivore ed esposte alla concorrenza internazionale dal pagamento degli oneri per il supporto alle rinnovabili, se non in tutto, in grandissima parte; dall’altro, come abbiamo già detto, dalla scelta di addossare l’onere di queste agevolazione ai clienti non energivori, cioè famiglie e piccole medie imprese. Il risultato, però, è una distribuzione iniqua degli oneri, che penalizza in particolare le pmi con maggiore incidenza del costo dell’energia nel proprio processo (cioè in particolare quelle manifatturiere che, rientrano nelle supply chain delle grandi imprese, ma non hanno i requisiti per accedere alle agevolazioni).

Il tema degli oneri generali non è nuovo: da anni l’Autorità per l’energia ne chiede il trasferimento sulla fiscalità generale, in modo da sgravare la bolletta; lo stesso fa l’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, notando che l’imposizione di questa “zavorra” al prezzo dell’energia può avere rilevanti effetti anti-concorrenziali, rendendo i prezzi finali meno trasparenti e comunque riducendo la quota della bolletta effettivamente esposta alla competizione.

La questione è diventata di pressante attualità durante la crisi energetica (2021-23), quando – tra le misure temporanee di contrasto all’inflazione energetica – fu prevista la temporanea fiscalizzazione degli oneri generali di sistema. Sebbene, con la fine dell’emergenza, le componenti tariffarie a copertura degli oneri siano state ripristinate, la ex componente A2 (relativa al finanziamento

delle attività di *decommissioning* delle vecchie centrali nucleari e alla chiusura del ciclo combustibile) è stata strutturalmente spostata sul bilancio pubblico, riducendo il fabbisogno degli oneri generali (Arim) di circa 400 milioni di euro l'anno. In considerazione di ciò, e sulla scorta dello stesso Pnrr che lo prevede nell'ambito del programma di riforme, il Governo Meloni ha previsto, all'interno della legge di Bilancio 2023, che dopo la componente degli oneri nucleari, ulteriori componenti degli oneri generali dovessero seguire lo stesso destino di [graduale spostamento verso la fiscalità generale](#).

La Legge di Bilancio 2023 riforma prevedeva, in particolare, che ARERA formulasse una proposta operativa, "in coerenza con l'obiettivo intermedio 7 della missione 1, componente 2" del PNRR, che prevede di eliminare gli oneri impropri dalle bollette. L'Autorità ha dato seguito a tale previsione di legge alla fine di settembre 2023, con la pubblicazione di un'ipotesi di [progressiva fiscalizzazione degli oneri](#). Secondo il regolatore, lo spostamento degli oneri deve avvenire per tappe, partendo da quelle politiche che sono meno strettamente legate al sistema elettrico e che hanno natura differente, per esempio sociale o industriale. Pertanto, ARERA suggeriva di partire dalle componenti necessarie al finanziamento del bonus sociale, cioè uno sgravio sulla bolletta riservato ai clienti finali (domestici) che si trovano in gravi situazioni di disagio economico (cioè con reddito Isee inferiore a una certa soglia, dipendente dal numero di componenti del nucleo familiare) o fisico (cioè legati per la sopravvivenza a macchinari alimentati dalla corrente elettrica), o in altre circostanze analoghe. A seconda delle soglie Isee prescelte (che negli ultimi anni hanno subito notevoli variazioni), le stime sul costo della misura per il 2024 variavano da circa 800 milioni di euro l'anno a circa 1,1 miliardi, tenendo conto anche del bonus gas e dei vari livelli possibili della platea di beneficiari (una scelta prettamente politica); intorno a questi valori vi era un range di incertezza relativo ai possibili livelli dei prezzi (più alto è il prezzo, maggiore è l'impatto sugli oneri, e viceversa se il prezzo si riduce). Nel 2024, gli oneri per il bonus elettrico sono costati circa 1 miliardo, di cui 800 milioni a carico della tariffa elettrica, per effetto anche di un bonus straordinario che però è stato finanziato a carico della finanza pubblica (legge di Bilancio 2024).

Purtroppo, il governo non ha mai dato seguito a quella proposta, né formulato (o richiesto) proposte alternative. In una fase di ristrettezza del bilancio dello Stato, trovare coperture per sostituire oltre 12 miliardi di euro di oneri è in effetti impensabile. Tuttavia, avviare un percorso progressivo, approfittando anche del calo fisiologico degli oneri, sarebbe possibile e razionale. La proposta di ARERA di settembre 2023 a nostro parere andrebbe rivista oggi alla luce della riforma delle agevolazioni per le imprese energivore intervenuta a fine 2023. In base agli ultimi dati disponibili, l'onere di queste agevolazioni ha sfiorato i 2

miliardi.⁵ Il primo passo, andrebbe quindi fatto nella direzione di fiscalizzare la componente Ae a copertura della redistribuzione di queste agevolazioni, riducendo i divari di prezzo sopra indicati.

Proposta 3. Finanziare gli oneri generali di sistema col gettito dell'Ets e le sanzioni ARERA

Una parziale risposta alla domanda posta sopra – come finanziare la fiscalizzazione degli oneri generali di sistema – sta nell'utilizzo delle risorse derivanti dalle aste per le quote di emissione. Nell'ambito del meccanismo Ets, le quote di emissione stabilite di anno in anno⁶ vengono allocate tramite un meccanismo di asta (con l'eccezione di una quota, anch'essa decrescente nel tempo, allocata a titolo gratuito per contrastare il cosiddetto *carbon leakage*).⁷

Il gettito delle aste per le quote di emissione è funzione, da un lato, del volume di certificati messi a gara e, dall'altro, del prezzo di aggiudicazione. Attualmente il prezzo della CO₂ si aggira attorno ai 70-80 euro / tCO₂eq, ma si presume che esso crescerà nel tempo man mano che il *cap* diventerà più stringente, fino a raggiungere livelli che potrebbero essere nell'ordine dei 150-200 euro / tCO₂eq. Le aste vengono organizzate dalla Commissione europea. Il gettito è

5 Si veda la citata relazione CSEA, 1.933 milioni di euro per il 2024 in relazione a 5147 imprese.

6 Il volume complessivo è calante nel tempo, dagli attuali circa 1 miliardo di tonnellate di CO₂ equivalente nel 2024 a 774 MtCO₂eq nel 2030 per i settori Ets, che complessivamente sono responsabili di circa il 40% del totale delle emissioni europee. Tali settori sono: produzione di energia elettrica e calore; industrie energivore (raffinerie di petrolio, acciaierie e produzione di ferro, alluminio, metalli, cemento, calce, vetro, ceramiche, pasta di cellulosa, carta, cartone, acidi e prodotti chimici organici in grandi quantità); aviazione; trasporti marittimi. A partire dal 2028, salvo ulteriori rinvii, dovrebbe entrare in vigore anche l'Ets-2, che dovrebbe coprire settori quali la climatizzazione degli edifici, i trasporti stradali e altri settori industriali non coperti dall'Ets (principalmente piccole e medie imprese).

7 Per *carbon leakage* si intende la delocalizzazione di attività produttive per effetto dei maggiori costi dell'energia dovuti alle politiche di decarbonizzazione. Quando ciò avviene, le emissioni prodotte all'interno dell'Unione europea calano, ma questa riduzione è compensata da un incremento (che può essere più che proporzionale) nel paese dove tali attività vengono sostituite. Le quote gratuite incidono per circa il 40% del totale delle emissioni nei settori Ets. Tale quota dovrà però gradualmente scendere fino ad azzerarsi nel 2034 con la piena applicazione del Cbam (Carbon Border Adjustment Mechanism), un meccanismo di imposizione daziaria sui beni importati in base alla loro impronta carbonica. Per un approfondimento sul Cbam si veda: <https://www.epicenternetwork.eu/briefings/europes-carbon-border-adjustment-mechanism-when-good-intentions-pave-a-highway-to-hell-2/>

ripartito tra gli Stati membri, in parte direttamente e in parte attraverso alcuni specifici programmi europei.⁸ Nel 2024, l'Italia [ha incassato circa 2,6 miliardi di euro](#), collocandosi così al terzo posto tra i beneficiari del sistema dopo la Germania (5,5 miliardi) e la Polonia (3,8 miliardi), poco sopra la Spagna (2,5 miliardi). A questi si aggiungono i proventi delle aste riservate al settore dell'aviazione, che al nostro paese hanno fatto affluire circa 53 milioni di euro nel 2024. Tali somme sono inferiori a quanto incassato negli anni precedenti (3,2 miliardi nel 2022 e 3,5 miliardi nel 2023), quando i prezzi delle quote avevano raggiunto livelli straordinariamente elevati. Secondo la Direttiva Ets, almeno la metà dei proventi dovrebbe essere destinata a scopi climatici ed energetici, ma vi è una certa opacità sull'effettivo impiego che ne viene fatto nel nostro paese. Alcune analisi suggeriscono che, in realtà, a tali finalità vada una [quota minoritaria del gettito](#), forse attorno al 9%. La normativa nazionale prevede che almeno il 50% dei proventi sia trasferito al Fondo di ammortamento dei titoli di Stato.

L'unica eccezione a questa prassi è quella del 2022/23, quando – al fine di contribuire allo sgravio degli oneri generali di sistema per contrastare l'inflazione energetica – l'intero gettito delle aste è stato utilizzato a copertura della componente Asos della tariffa elettrica. Tale prassi andrebbe resa strutturale, impiegando la totalità del gettito (o, in subordine, la metà, lasciando la restante parte all'abbattimento del debito pubblico) per contribuire al contenimento dei prezzi dell'energia elettrica. Tale utilizzo sarebbe, tra l'altro, coerente con gli obblighi europei, in quanto concorrerebbe in maniera diretta al finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili e, in modo indiretto, alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica e dunque all'elettrificazione dei consumi.

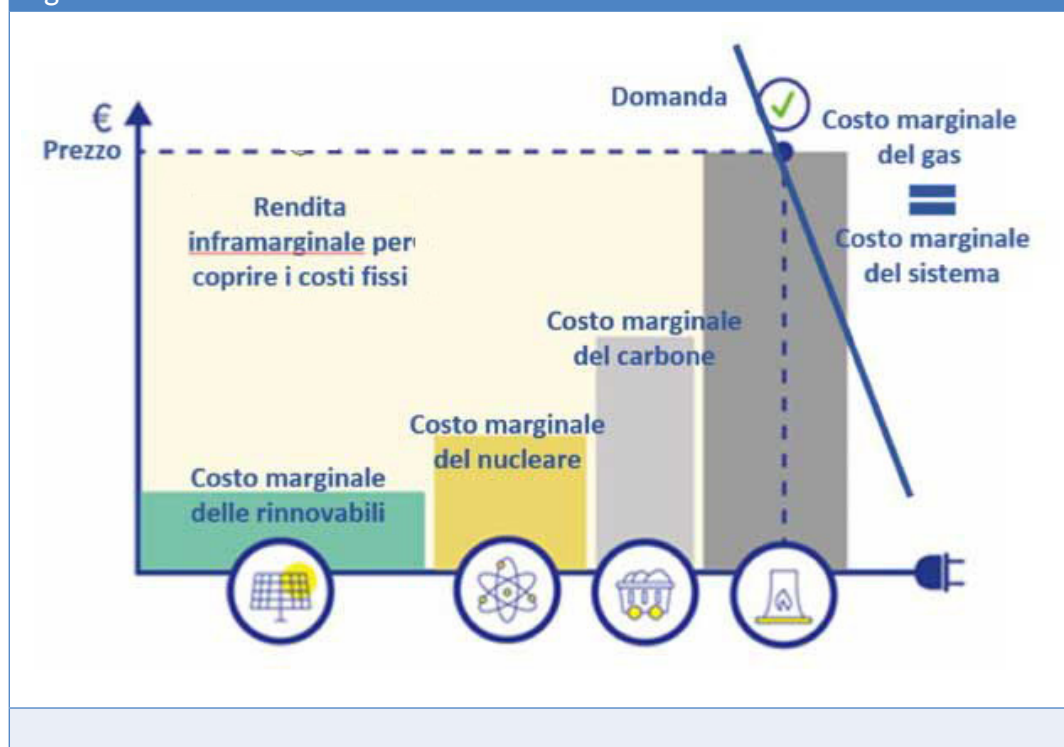
Un ulteriore flusso di alimentazione della riduzione degli oneri generali potrebbe essere trovato nelle sanzioni comminate da ARERA. Al momento, tali sanzioni sono destinate a progetti realizzati dalle associazioni dei consumatori; tuttavia, sarebbe sensato prevedere una soglia per tali progetti, superata la quale il gettito delle sanzioni (passate in giudicato) sia reso disponibile per la diminuzione degli oneri generali a favore di tutte le tipologie di clienti finali. Una misura del genere potrebbe risultare di particolare rilievo per gli esiti dell'indagine conoscitiva sul mercato del giorno prima di cui parliamo nella proposta seguente.

8 Il Fondo modernizzazione destinato agli Stati membri con reddito inferiore alla media Ue, il Fondo per l'innovazione e il finanziamento del piano RePowerEu. Dal 2026 una parte dei proventi dovrà essere trasferita al Fondo sociale per il clima.

Proposta 4. Facilitare gli investimenti e promuovere la concorrenza

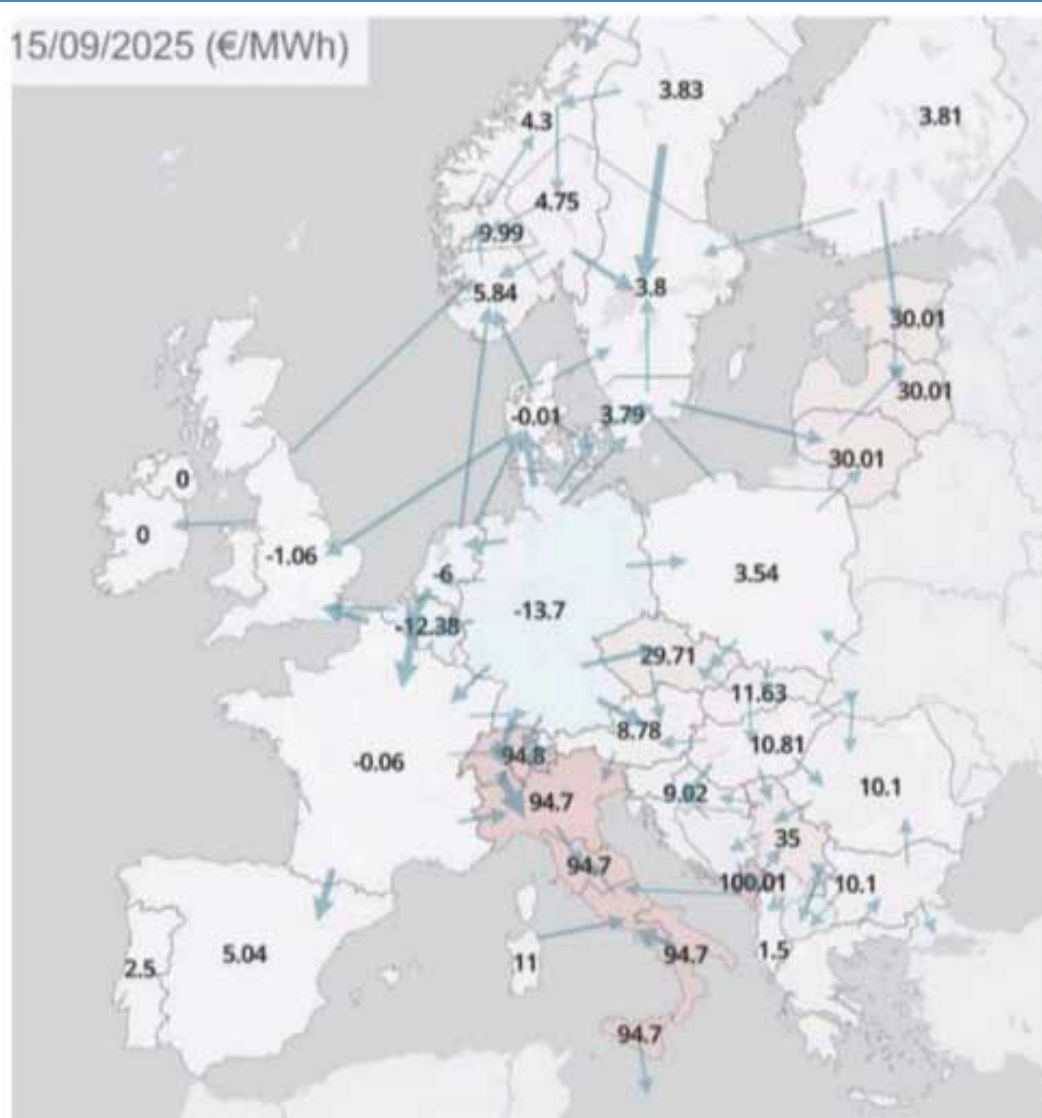
I prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica si formano attraverso una serie di mercati sequenziali, che man mano si avvicinano al tempo reale. Il più importante di questi mercati, il Mercato del giorno prima (Mgp), si chiude il giorno precedente a quello della consegna fisica e ha scansione quattroraria. Esso è governato dalla regola del prezzo marginale, secondo cui, in ciascuna unità di tempo, il prezzo riconosciuto a ciascun operatore è fissato dal costo marginale del sistema, ossia dall'impianto più costoso necessario a soddisfare il fabbisogno in quel momento (Figura 3).

Figura 3. Schema di funzionamento del mercato elettrico



Data la composizione del mix italiano, il gas è la tecnologia marginale nella vasta maggioranza del tempo ([oltre il 70%](#) nel 2024). Altri Stati membri hanno costi medi molto inferiori all'Italia perché è minore il numero di ore in cui è il gas a "chiudere" il mercato: la media europea nel 2022 era del 63%, ma in diversi paesi è stato prossimo o inferiore al 20%. Rispetto ad allora, la forte crescita delle fonti rinnovabili ha probabilmente ridotto il ruolo del gas, senza tuttavia variare nella sostanza – almeno per il nostro paese – la situazione complessiva. La Figura 4 mostra la situazione dei prezzi all'ingrosso nelle differenti zone di mercato europee il 15 settembre 2025 tra le 14 e le 15, una giornata caratterizzata da temperature non particolarmente elevate ed elevata produzione rinnovabile. Come si vede, nonostante queste condizioni favorevoli i prezzi italiani sono straordinariamente più alti rispetto a quelli dei paesi confinanti.

Figura 4. Prezzi dell'energia elettrica tra le 14 e le 15 del 15 settembre 2025



Fonte: Elaborazione su dati Epex e Gme

L'incremento della quota di energia prodotta da fonti a bassi costi marginali (per la precisione: l'aumento delle unità di tempo in cui la fonte marginale è diversa dal gas) può determinare una riduzione significativa dei prezzi dell'energia elettrica. Questo vale per qualunque tecnologia con tali caratteristiche, come le fonti rinnovabili e il nucleare.

Tuttavia, l'incremento della capacità alimentata da tali fonti può avere anche un ulteriore effetto sui prezzi, che non agisce sui prezzi all'ingrosso: se questi vengono necessariamente ridotti, la presenza di meccanismi di supporto finanziati dalla tariffa (come i contratti alle differenze) o di altri costi di sistema indotti dalle nuove fonti (come la spesa per le reti e i sistemi di accumulo per compensare la variabilità delle fonti non programmabili) può spingere nella direzione opposta. L'effetto netto – cioè la risultante tra la riduzione dei prezzi all'ingros-

so e l'aumento delle voci tariffarie – non può essere stabilito in principio, in quanto dipende empiricamente dalle condizioni specifiche di ogni mercato e dalle caratteristiche delle singole fonti. Per esempio, [in Germania](#) sembra che la crescita delle rinnovabili, tenendo conto di tutte le tipologie di costi, non abbia dato un contributo significativo alla riduzione dei prezzi finali, [mentre in Spagna](#) lo ha fatto.

Nella sostanza, quindi, l'effetto delle fonti rinnovabili, ed eventualmente del nucleare, è strettamente legato alla generosità e al disegno dei meccanismi di sostegno.⁹ E' opportuno, sotto questo profilo, minimizzare le forme di supporto esplicito, prevedendo semmai meccanismi impliciti o indiretti per favorire lo sviluppo di tali fonti, oltre a una generale semplificazione normativa per quanto riguarda i processi autorizzativi. A tal fine, è essenziale l'adozione in modo estensivo dei provvedimenti necessari a definire le aree idonee e applicare al loro interno procedure estremamente semplificate (immaginando magari meccanismi analoghi anche per il nucleare, nel caso in cui si proceda con la definizione del quadro normativo per tale tecnologia).

Se minimizzare le forme di supporto è un passo necessario, lo è altrettanto rimuovere gli ostacoli alla concorrenza. Per esempio, la diffusione delle fonti rinnovabili ha determinato in molti Stati membri dell'Ue la forte riduzione dei prezzi all'ingrosso, che in casi sempre più frequenti [hanno raggiunto valori negativi](#). In Italia questo non si è mai verificato. In parte è l'effetto di restrizioni normative (c'è un'asimmetria tra la possibilità di offrire in negativo sul mercato del giorno prima e di non poterlo fare sulle diverse sessioni del mercato dei servizi di dispacciamento: questo ha degli effetti sul calcolo degli oneri di sbilanciamento che induce a non fare offerte in negativo). Ma in parte potrebbe essere la conseguenza di condotte opportunistiche degli operatori. A luglio 2025, l'ARERA ha pubblicato gli esiti di [un'indagine](#) sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica negli anni 2023-24. Tale indagine ha trovato forti evidenze di frequenti "potenziali trattenimenti economici di capacità". Il trattenimento di capacità corrisponde alla scelta degli operatori di rendere disponibile una parte dei propri impianti solo a prezzi molto superiori ai relativi costi marginali. In alcuni casi si tratta di una condotta lecita, ma – in particolare in presenza di un mercato della capacità che copre gran parte dei costi fissi del parco termoelettrico e analoghi strumenti di supporto per rinnovabili e batterie – essa ha anche profili di potenziale incompatibilità col Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici (Remit). L'indagine ha messo in luce potenziali trattenimenti anche di impianti eolici, che [potrebbero essere correlati](#) con l'assenza di prezzi negativi nel panorama italiano. Inoltre, tali fenomeni hanno molto probabilmente contribuito a gonfiare i prezzi all'ingrosso, nell'ordine di

9 Si veda per esempio: <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/522329>

oltre 10 euro/MWh, a detrimento dei consumatori. Gli interventi di riforma dovrebbero quindi accompagnarsi a un attento e rigoroso *enforcement* delle regole, sia per quanto riguarda i profili concorrenziali, sia ai fini Remit, in modo da prevenire condotte potenzialmente distorsive e, se sono state messe in pratica, sanzionarle. Solo così la crescita delle rinnovabili potrà tradursi in una [riduzione dei prezzi all'ingrosso](#). L'attività di enforcement di ARERA deve proseguire: nell'audizione alla Commissione attività produttive della Camera, a luglio, il presidente di ARERA aveva dichiarato che le "valutazioni caso per caso" previste dal regolamento REMIT avrebbero preso "tre o quattro mesi" e non sarebbero state impattate dall'eventuale instaurarsi della "prorogatio" nella procedura di rinnovo del Collegio. I nuovi componenti, le cui nomine sono attese entro fine anno (DL 145/2025) ma che potrebbero slittare ulteriormente, si troveranno quindi sul tavolo qualche procedimento sanzionatorio già avviato?¹⁰

Proposta 5. Gare, gare, gare! Idroelettrico e reti

Un ulteriore contributo può venire dallo svolgimento delle gare per l'affidamento delle [grandi derivazioni idroelettriche](#) e delle [reti di distribuzione](#).

Le grandi derivazioni idroelettriche sono opere nella sostanza non replicabili, né è realistico attendersi uno sviluppo significativo rispetto alla capacità oggi esistente. La loro gestione è incardinata all'interno di un modello concessorio perché presuppone l'impiego di acque pubbliche in contesti morfologici specifici, al di fuori dei quali non potrebbero essere impiegate per la generazione di energia (o quanto meno non in modo altrettanto efficiente). Gran parte delle opere idrauliche sono risalenti nel tempo – in alcuni casi per periodi che superano il secolo – e poggiano su concessioni anch'esse datate, con una durata media attorno ai 70 anni. Questi impianti sono tipicamente caratterizzati da costi operativi assai contenuti (stimabili nell'ordine dei 20-25 euro/MWh al netto dei canoni concessori); trattandosi inoltre di fonti programmabili e a bassa impronta carbonica, esse sono molto pregiate tanto per il sistema elettrico quanto per le politiche di decarbonizzazione. Infatti, gli attuali operatori possono contare su elevate marginalità, con flussi di cassa pre-tax (tenendo quindi anche di una quota di spesa in conto capitale per il mantenimento in efficienza degli impianti) superiori al 50% dei ricavi. Intervenendo [recentemente](#) in audizione sul testo della Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2025, l'Autorità Antitrust ha sottolineato che "è urgente adottare per le concessioni

¹⁰ In base al regolamento ARERA, l'avvio dei procedimenti sanzionatori non è una decisione del Collegio ma di un Direttore della struttura (Direttore Sanzioni e Impegni); per maggiori dettagli sull'indagine e sui potenziali seguiti, nonché su esempi di ingenti sanzioni REMIT per trattenimento economico di capacità nel panorama europeo, C. Cambini e L. Lo Schiavo "Un'indagine complicata, da spiegare bene", *Mercato concorrenza regole*, n. 2/2025 (di prossima pubblicazione).

idroelettriche procedure di assegnazione che rispettino parametri competitivi, equi e trasparenti”. Uno dei parametri essenziali delle gare è la determinazione del canone concessorio, che solo in un contesto competitivo può essere quantificato in modo “ottimale”: esso infatti è strumentale a estrarre, a favore della collettività, una parte della rendita idroelettrica. La destinazione del gettito dei canoni è una scelta politica, naturalmente, ma essa potrebbe essere canalizzata in tutto o in parte al finanziamento della componente Asos (concorrendo alla riduzione degli oneri) o a finanziare sgravi sul costo dell’energia per utenze particolarmente sensibili, quali le imprese energivore (di grande e medio-piccola dimensione).

Lo stesso discorso vale per le reti di distribuzione elettrica, con un’aggravante. Il Decreto Bersani, infatti, prevede che, alla scadenza delle attuali concessioni (2030), il loro perimetro sia ridefinito e i nuovi gestori siano individuati tramite procedure competitive da varare entro il 2025. Attualmente, il principale distributore (e-distribuzione) serve circa l’85% dei clienti finali, mentre il decreto Bersani impone che nessuna nuova concessione possa eccedere il 25%. Tuttavia, la legge di bilancio per il 2025 ha consentito il prolungamento delle concessioni in essere, per un periodo massimo di 20 anni, sulla base della presentazione di un piano pluriennale di investimenti straordinari. A fronte dell’eventuale prolungamento, i concessionari dovranno versare oneri straordinari (una sorta di canone concessorio *una tantum*). Diversamente da quanto accade in ogni altro settore, è stabilito anche che tali oneri “sono inclusi da ARERA nel capitale investito ai fini del riconoscimento degli ammortamenti e della remunerazione attraverso l’applicazione del tasso definito per gli investimenti della distribuzione elettrica” (che, nel periodo 2025-27, vale il 5,6%). Questo è un evidente paradosso, in quanto il canone non è in alcun modo assimilabile a un investimento nell’infrastruttura e quindi non dovrebbe essere riconosciuto, e tanto meno remunerato, in tariffa, [come ha notato](#) la stessa Autorità di regolazione, sebbene poi nella proposta finale al MASE non abbia mantenuto l’indicazione originale di “annullare” l’onere di rimodulazione, limitandosi all’auspicio di fissarlo a un “valore contenuto”.¹¹

Anche le reti di distribuzione, quindi, dovrebbero essere messe a gara. Non stiamo dicendo che fare le gare sia una cosa facile, ci mancherebbe. Ma almeno, in caso di proroga a fronte di un piano di investimenti straordinari, gli oneri per l’estensione della durata della concessione non dovrebbero godere di alcun riconoscimento tariffario e dovrebbero essere destinati alla riduzione degli oneri generali di sistema.

Proposta 6. L'Ets ha ancora un senso?

L'Emissions Trading System (Ets) è il più grande schema di *cap and trade* al mondo. Esso ha dato e continua a dare un contributo sostanziale alla riduzione delle emissioni nell'Unione europea [nei settori coperti](#). Anche nel settore dell'energia elettrica ha [avuto un ruolo importante](#). Dando un prezzo alle emissioni di gas serra, e creando un costo opportunità per le attività emissive, l'Ets ha creato potenti incentivi alla riduzione delle emissioni.

Nel settore elettrico, la decarbonizzazione passa principalmente attraverso due cambiamenti strutturali: il primo è la sostituzione dei combustibili fossili a maggior tenore carbonico (carbone e lignite) con altri più puliti (il gas naturale); il secondo è la sostituzione dei combustibili fossili con tecnologie *low carbon* (rinnovabili e nucleare). L'Ets ha un effetto molto rilevante sul primo fronte, in quanto prezzi della CO₂ sufficientemente alti, concorrendo ai costi marginali degli impianti termoelettrici, possono favorire la sostituzione dei combustibili solidi col gas, che emette circa la metà (o meno) per unità di energia prodotta. L'effetto sul secondo meccanismo è meno rilevante: infatti, tutte le tecnologie *low carbon* hanno costi marginali bassi o quasi nulli, quindi nell'ordine di merito hanno sempre e comunque la precedenza sul gas (a meno che i prezzi di quest'ultimo non scendano al di sotto di livelli che attualmente paiono impensabili). L'Ets agisce solo indirettamente su questi investimenti: alzando il prezzo nei momenti in cui il gas è marginale, amplia la rendita inframarginale favorendo la copertura dei costi fissi delle tecnologie *capital-intensive*. Ma, agli attuali livelli del gas, anche in assenza dell'Ets i prezzi medi nelle ore in cui il gas è marginale pareggiano o superano (in alcuni casi di molto) i prezzi medi – e, quindi, le rendite inframarginali – che, nel passato, venivano raggiunti solo grazie alla somma tra il costo del gas e quello delle quote di emissione. Tale effetto è ulteriormente rafforzato dalla crescita delle quotazioni dei permessi di emissione, che ormai si collocano stabilmente al di sopra dei 70 euro/tCO₂eq.

A questo occorre aggiungere due ulteriori considerazioni: da un lato, gran parte della capacità *low carbon* gode di specifici meccanismi di sostegno; dall'altro, il carbone sta diventando una fonte di energia elettrica viepiù marginale nella maggior parte degli Stati membri. Secondo gli ultimi dati Eurostat, il consumo di carbone nell'Ue27 è sì ridotto di quasi tre quarti [negli ultimi 30 anni](#): l'utilizzo del carbone nel settore elettrico è passato da oltre 200 milioni di tonnellate nel 1994 a circa 64 nel 2024, mentre la lignite è scesa da 500 a 200 milioni di tonnellate. La quota complessiva sulla generazione di energia elettrica a livello Ue è scesa da circa il 30% nel 1990 a circa il 12% nel 2023, tra carbone e lignite. In solo tre paesi il carbone ha [una quota ancora rilevante](#): la Germania (39%), la Polonia (34%) e la Repubblica Ceca (9,9%). In altri quattordici ha una quota pari o inferiore al 3% (inclusa l'Italia, dove si colloca all'1,7%) e negli altri non ha più alcun ruolo; inoltre, tutti questi paesi hanno stabilito una data per la

fine dell'utilizzo del carbone, nella maggior parte dei casi antecedente al 2030.

Di conseguenza, il potenziale di un ulteriore *coal-to-gas switch* è limitato o assente. In questo contesto, l'applicazione dell'Ets al settore elettrico rischia di apparire (e di essere) una mera tassa, che produce scarsi benefici sociali e al massimo genera una rendita. Infatti, nelle ore in cui il gas è la tecnologia marginale, l'applicazione dell'Ets comporta un incremento dei prezzi di circa 30 euro/MWh.¹² L'ipotesi di escludere il settore termoelettrico (o almeno la generazione a gas) dall'Ets assume quindi una certa razionalità. Ciò deve tuttavia essere fatto a livello europeo: in caso contrario si potrebbero creare forti distorsioni alle frontiere. Per esempio, se l'Italia lo facesse unilateralmente, vedrebbe i suoi prezzi calare relativamente a quelli dei paesi confinanti, col rischio di un incremento delle esportazioni e, dunque, dell'utilizzo di gas e delle emissioni per la generazione elettrica (è la medesima ragione per cui non era pensabile [utilizzare in Italia il meccanismo iberico](#) noto come *tope al gas* durante la crisi del 2022).

Tenuto conto di questo, andrebbe proposto in sede europea di escludere il settore elettrico dall'applicazione dell'Ets. Tale risultato potrebbe essere perseguito in due modi: i) applicare l'Ets solo alla generazione a carbone ma non al gas (in modo da evitare di puntellare l'utilizzo dei combustibili solidi nei paesi che ancora ne fanno un uso estensivo); ii) escludere il settore elettrico dall'Ets ma solo nei paesi che hanno già deliberato il *phase out* del carbone. Ogni "scorciatoia" che provi, per esempio, a rimborsare l'Ets ai produttori termoelettrici italiani, oltre a prestarsi a osservazioni della Commissione relativamente alla compatibilità con la disciplina degli aiuti di Stato, rischierebbe di risolversi in un ulteriore ampliamento dei margini a favore dei produttori, senza trasferire pienamente i benefici ai consumatori.

12 Assumendo un prezzo dei certificati di 75 euro/tCO₂eq ed emissioni pari a 0,4 tCO₂eq/MWh a gas.