

ALCUNE PROPOSTE EUROPEE DI RIFORMA DEI MERCATI ENERGETICI

*a cura di Francesca Mazzarella, Direttrice Fondazione Utilitatis**

A partire dal 2021, con la ripresa post-pandemica, in Europa si è assistito a un significativo aumento dei prezzi del gas, i quali, successivamente, hanno raggiunto una serie di picchi legati all'evoluzione del conflitto tra Russia e Ucraina e alle discontinuità delle forniture di gas russe all'Europa. Questi aumenti osservati nel mercato del gas hanno causato anche un'impennata dei prezzi dell'elettricità, cosicché il mercato energetico europeo, già impegnato nel perseguire gli obiettivi di transizione energetica espressi nel Green Deal, si è trovato a fronteggiare una situazione straordinaria. La risposta della Commissione Europea alla situazione critica è stata il Piano RePowerEU volto a superare la dipendenza dell'UE dai combustibili fossili della Russia e a accelerare l'adozione di misure per superare la crisi climatica.

I dettagli esatti del piano RePowerEU rispetto al suo primo annuncio l'8 marzo 2022 e alla sua presentazione nel maggio 2022 sono andati poi evolvendosi nei mesi successivi con una serie di iniziative a livello sia nazionale che comunitario, da ultimo con le decisioni prese nell'ultimo Consiglio Europeo del 20-21 ottobre 2022. Queste ultime decisioni rappresentano un punto di svolta per la definizione di una politica comune di contrasto al problema energetico *“per ridurre la domanda, garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, evitare razionamenti e abbassare i prezzi dell'energia per le famiglie e le imprese in tutta l'Unione”*¹ impegnando il Consiglio stesso e la Commissione Europea a studiare misure concrete, tra le quali acquisti congiunti di gas e l'introduzione di un tetto temporaneo al prezzo del gas. Un altro obiettivo delle misure è l'individuazione di un meccanismo di gestione della volatilità infragiornaliera per le transazioni di gas naturale allo scopo di limitare immediatamente episodi di prezzi eccessivi del gas. Obiettivi ulteriori sono poi quelli di velocizzare le procedure autorizzative al fine di accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e lo sviluppo delle reti, anche con misure di emergenza e, infine, anche la previsione di misure di solidarietà energetica tra gli Stati Membri in caso di interruzioni dell'approvvigionamento di gas a livello nazionale e maggiori sforzi per risparmiare energia e per contenere i prezzi per famiglie e imprese.

Si tratta chiaramente di punti importanti ma la cui implementazione concreta è ancora nella fase di studio. Nel frattempo però, già dall'autunno del 2021, il caro prezzo ha portato a formulare una serie di proposte concrete per il suo contenimento. In questo Minibook, si passano in rassegna alcune proposte avanzate e, in alcuni casi, implementate da diversi Paesi Europei che hanno

* Si ringrazia per i commenti Federico Boschi, Eleonora Capaccioli, Giordano Colarullo, Giuseppe Montesano e Mattia Sica.

¹ Si veda: <https://www.consilium.europa.eu/media/59743/2022-10-2021-euco-conclusions-it.pdf>.

ricevuto particolare interesse. Le proposte sono di natura sostanzialmente teorica, diverse tra loro e influenzate da specifiche strutture locali dei mercati energetici – non generalizzabili –, e operano in maniera differente sia per i mercati interessati (gas, petrolio o elettricità) sia per le leve (domanda o offerta su cui agiscono), sebbene tutte accomunate dalla ricerca di soluzioni all’attuale rincaro dei costi dell’energia che siano compatibili con obiettivi di medio/lungo termine di decarbonizzazione e elettrificazione.

Sul fronte degli acquisti comuni, quello di Brunnermeier, Chassang e Ortner (2022) è uno studio che propone l’uso strategico della domanda per ridurre i prezzi dell’energia in mercati oligopolistici come quello del gas e del petrolio². Questo studio ha avuto una certa visibilità nel contesto europeo. Alla base c’è l’idea che in questi mercati esistono particolari resistenze da parte dell’offerta a espandere la produzione, anche a fronte di un aumento dei prezzi, cosa che, invece, non succede in mercati competitivi. Un obiettivo credibile per una politica di contenimento dell’attuale caro prezzi, caratterizzato da prezzi molto alti e molto volatili, dovrebbe essere quello di promuovere l’espansione dell’offerta garantendo un prezzo stabile ma sufficientemente alto per sorpassare il disincentivo all’espansione stessa. Questo si potrebbe realizzare attraverso meccanismi di acquisto coordinato e a lungo periodo, gli *Advanced Market Commitments* utilizzati, ad esempio, negli Stati Uniti per lo sviluppo dei vaccini anti Covid 19 (Operation Warp Speed) e che avrebbero come suo precedente in Europa la *European Steel and Coal Community* (ESCC, 1951-2002), che ha operato essenzialmente come un cartello dei compratori³. Tuttavia, in ultima analisi, il successo dell’opzione dipende dai volumi che il cartello della domanda può aggregare, dall’esito e dalla governance dei negoziati con i fornitori, che, per non causare perturbazione al mercato interno dell’UE, dovrebbero essere svolti secondo un approccio europeo unitario.

Una seconda soluzione proposta, ampiamente discussa nel contesto UE, è la definizione di un limite di prezzo nel mercato del gas, unito a strategie coordinate di risparmio dell’energia su scala UE. Nella formulazione offerta da Neuhoff (2022)⁴, la premessa è che attualmente si prevede che il risparmio di gas sarà incentivato principalmente dall’aumento del prezzo del gas, anche se i segnali di prezzo influenzano solo una parte della domanda. Tali segnali, infatti, sono spesso ritardati e diluiti dall’intervento del governo. Inoltre, in un mercato segnato dalla supremazia “dell’offerta,” un contenimento artificioso della domanda non assicura un corrispondente effetto sul prezzo della commodity. Se il meccanismo del prezzo non riesce a portare a un risparmio sufficiente di gas, si può applicare il razionamento secondo i protocolli di sicurezza degli approvvigionamenti, riguardando principalmente l’utilizzo del gas industriale. La proposta,

² Si veda: https://bcf.princeton.edu/wp-content/uploads/2022/05/strategic_energy_procurement-002.pdf.

³ Per una discussione degli advance market commitment in ambito di politica energetica si veda: <https://www.utilitatis.org/my-product/mini-book-focus-clima-gennaio-2022/>. Sull’applicabilità della proposta di Brunnermeier et al. (2022) si noti tuttavia che si tratterebbe, in parte, di un ritorno verso l’organizzazione del mercato esistente prima delle liberalizzazioni e, pertanto, nell’attuale contesto liberalizzato si potrebbe al massimo ipotizzare un acquisto comune di assicurazioni che coprano la disponibilità a fornire risorse al mercato.

⁴ Si veda: K. Neuhoff (2022) “Defining gas price limits and gas saving targets for large-scale gas supply interruption”, <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/341979>.

peraltro già elaborata dalla Commissione UE nell'ambito del Pacchetto *Save Gas for a Safe Winter*, è che l'intera UE concordi obiettivi di risparmio di gas per ciascuno Stato Membro: un obiettivo da applicare immediatamente e uno più impegnativo da applicare in caso di interruzione del gas su larga scala.⁵

I principali vantaggi del risparmio di gas sarebbero da una parte la pressione negativa esercitata attraverso la riduzione della domanda sui prezzi del gas (e, quindi, più in generale sui prezzi nei mercati dell'energia), dall'altra parte il contributo ai più ampi obiettivi di transizione energetica espressi nel *Green Deal*. Una problematica di questa soluzione è però il rischio che il lobbismo da parte di alcuni gruppi forti per uscire dal razionamento vada a discapito dei soggetti esclusi da queste attività di *lobbying*, causando gravi effetti redistributivi. Per evitare questa possibile ripercussione negativa, occorre prevedere opportune misure di sostegno compensative alle categorie di utenti che riducono il proprio fabbisogno di gas, anche per evitare che il taglio forzoso dei consumi generi impatti macroeconomici ancora più distorsivi, alimentando la spirale depressiva delle economie.

Una seconda necessità è quella di rimuovere le incertezze sui prezzi del gas legate al rischio di interruzione della fornitura su larga scala. Secondo questa proposta, per eliminare queste incertezze, la UE dovrebbe già ora concordare un limite di prezzo che controlli l'andamento dei prezzi in caso di una potenziale emergenza per la sicurezza dell'approvvigionamento. Il limite dovrebbe essere sufficientemente alto da consentire il trasferimento di carburante dal gas al carbone, all'olio combustibile e al petrolio, tenuto conto dei mercati asiatici concorrenti, e quindi essere fissato a un livello di circa 50 Euro / MWh e aumentare in linea con i prezzi globali del petrolio. Questo livello supererebbe comunque i picchi storici dei prezzi del gas all'ingrosso e garantirebbe pieni incentivi a livello globale per massimizzare la produzione di GNL.

Relativamente all'imposizione di un limite al prezzo del gas, diverse analisi hanno suggerito come lo stesso risultato potrebbe essere ottenuto in modo più efficace con una tariffa applicata ai soggetti che acquistano gas russo⁶. Semplificando, se per il Gas Naturale Liquefatto il prezzo di acquisto è p , per il gas acquistato dalla Russia il prezzo sarebbe invece $p + tariffa$. I vantaggi di una tariffa comprendono innanzitutto un impatto distributivo, in quanto le entrate tariffarie confluiscono nella posizione fiscale delle amministrazioni pubbliche e quindi possono essere utilizzate liberamente per aiutare i consumatori o le industrie, mentre il "*price cap*" va a beneficio dei soggetti che acquistano al prezzo ribassato. Inoltre, la tariffa aiuterebbe a facilitare il coordinamento tra i Governi acquirenti e a evitare un eccesso di domanda in caso di prezzo

⁵ Si noti che Neuhoff (2022) fonda l'analisi e le proposte di policy su ipotesi non facili da verificare sulla praticabilità di un cap al prezzo del gas su livelli bassi. Inoltre, la riduzione della domanda pone diverse criticità, tra cui: (i) nel caso civile, la verificabilità di riduzioni volontarie (o da normativa), tenendo conto del fatto che la rete di distribuzione non può essere disalimentata se non a costi immensi; (ii) nel caso delle utenze industriali, le pesanti ricadute che questo potrebbe avere se non misura temporanea.

⁶ Si veda a riguardo: Hausman (2022): "The Case for a Punitive Tax on Russian Oil," Project Syndicate. Si vedano anche gli editoriali su Vox.Eu di Strum (2022), <https://voxeu.org/article/simple-economics-tariff-russian-energy-imports>, e di Chaney, Gollier, Philippon e Portes (2022), <https://voxeu.org/article/economics-and-politics-measures-stop-financing-russian-aggression-against-ukraine>. Si noti, tuttavia, che, in base agli specifici contratti in essere, la traslazione della tariffa ai fornitori russi potrebbe essere altamente eterogeneo tra i compratori.

mondiale superiore a quello russo (la tariffa può aumentare o diminuire mano a mano che le quantità richieste di gas russo aumentano o diminuiscono). Infine, una tariffa sarebbe anche più semplice da applicare: la politica commerciale europea, infatti, richiede solo il sostegno della maggioranza a livello dell'UE per l'imposizione di tariffe, e sarebbe quindi una via più facile politicamente rispetto a concordare un limite di prezzo⁷. Tuttavia, per essere efficace l'opzione dovrebbe essere attuata da tutti gli Stati membri e potrebbe comunque causare come reazione perturbazioni nell'approvvigionamento dalla Russia.

Un diverso gruppo di proposte di policy riguarda interventi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità. Una prima proposta avanzata da più fonti, soprattutto nel contesto del Regno Unito ma non solo⁸, è quella del prezzo nodale dell'elettricità, o prezzo marginale di localizzazione (LMP). Si tratta di un metodo di determinazione dei prezzi con il quale vengono calcolati i prezzi di compensazione del mercato per diverse località della rete di trasmissione, denominati nodi. Il prezzo a ogni nodo riflette il valore locale dell'energia, che include il costo dell'energia e l'intero costo di consegna, compresi i costi per le perdite di energia nelle reti e quelli per la congestione della rete. I prezzi nodali sono determinati in tempo reale attraverso un algoritmo che calcola il costo incrementale per servire un MW aggiuntivo di carico in ciascun nodo. Il prezzo nodale è già stato implementato in diverse giurisdizioni, tra cui gli Stati Uniti, la Nuova Zelanda e Singapore.⁹ È comunque importante sottolineare che il *Locational Marginal Pricing* (LMP) non rappresenta una utile soluzione per l'attuale contingenza, innanzitutto perché richiede del tempo per agire e, in secondo luogo perché questo *design* genera dei risparmi in condizioni normali di mercato, mentre in situazioni straordinarie come quella corrente i suoi effetti sono ridotti. L'idea alla base del LMP è che anche quando la produzione di rinnovabili variabili è elevata, i costi marginali del sistema possono essere elevati e le offerte dovrebbero riflettere i costi opportunità della fornitura di riserve. Il prezzo nodale induce i partecipanti al mercato a internalizzare le scelte tra la fornitura di energia, riserve o stoccaggio e quindi le offerte dei partecipanti al mercato in base al loro costo marginale a breve termine includeranno i costi opportunità di fornire diversi prodotti (o altri usi potenziali, ad esempio stoccaggio, conversione in un altro vettore di energia, ecc.). L'introduzione della tariffazione nodale dovrebbe inoltre guidare l'innovazione in diversi modi. La differenziazione dei prezzi nei diversi nodi della rete di trasmissione incoraggia la co-ubicazione della generazione e dello stoccaggio, l'ubicazione della generazione vicino a centri ad alta domanda di energia, l'ottimizzazione del portafoglio dietro un nodo, una maggiore flessibilità, un dispacciamento più efficiente e un utilizzo di strumenti di mitigazione del rischio guidati dal mercato. Da segnalare, tuttavia, come nel contesto nazionale tale approccio potrebbe trovare una valida implementazione nel lungo termine a condizione però di un'attenta gestione di aspetti

⁷ Nell'idea proposta, il limite di prezzo del gas e gli obiettivi nazionali coordinati di risparmio si sostengono a vicenda: il limite di prezzo insieme a un obiettivo di risparmio di gas garantisce che il limite di prezzo funzioni e possa essere mantenuto e ciò eliminerebbe la maggior parte del premio al rischio nei mercati del gas.

⁸ Si veda: <https://es.catapult.org.uk/report/locational-energy-pricing-in-the-gb-power-market/>

⁹ Per valutazioni riguardo all'applicazione del LMP negli Stati Uniti si veda: Graf, C., Quaglia, F. e Wolak, F.A., "Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy," working paper No. w27262. National Bureau of Economic Research, 2020, e Graf, C., Quaglia, F. e Wolak, F.A., "Market Performance Assessment in Locational Markets with Non-Convexities", working paper, Marzo 2020.

quali la sostanziale indisponibilità di tecnologie alternative che possono influenzare il bidding con una producibilità da FER preponderante nel Sud Italia e una concentrazione della domanda nel Nord Italia, che potrebbe quindi causare segnali di prezzo distorsivi tra le diverse zone/nodi.¹⁰

Una seconda proposta è quella di suddividere in due parti il mercato all'ingrosso in base alla fonte di produzione dell'elettricità¹¹. Un mercato sarebbe riservato per l'energia intermittente e/o verde (come eolico e solare) e prevederebbe un prezzo fisso unitario in base ai costi medi di produzione; l'altro che coprirebbe tutti gli altri produttori rimarrebbe con un sistema a prezzi di mercato come ora. Si tratterebbe di riforma altamente complessa e impattante per una componente, le rinnovabili, sempre più essenziale nel mercato. Un'attenta illustrazione di questa proposta esula da quanto fattibile in questo scritto ma vale la pena sottolineare come molto diverse siano le opzioni in discussione attualmente con riferimento, ad esempio, all'implementazione di questa separazione solo per nuove produzioni di rinnovabili o anche per quelle attualmente esistenti.¹² Un percorso alternativo più rapido e semplice per offrire gran parte dei vantaggi di un mercato diviso sarebbe quello di espandere l'uso dei *contracts for differences* (CfD). Tuttavia, tali opzioni non diminuiranno di per sé i prezzi per i consumatori di energia, ma le entrate che ne deriveranno potranno essere usate per sostenere direttamente imprese e famiglie. Inoltre, anche se i CfD possono essere una soluzione implementabile anche in tempi brevi, la loro efficacia è comunque funzione della individuazione dei quantitativi (ovvero delle tecnologie) cui si applica. Infine, una tale soluzione intaccerebbe la certezza degli investitori, comportando la necessità di sostenere tutta la produzione futura di energia elettrica per evitare una minore diffusione delle energie rinnovabili.

Sul metodo esatto con cui andrebbero suddivisi i mercati all'ingrosso in base alle tecnologie non esiste una visione unanimemente condivisa. Con riferimento alla Spagna, Fabra e Montero (2022)¹³ dimostra che nel mercato elettrico il confronto tra un approccio *technology-neutral* e uno *technology-specific* è sottoposto a un fondamentale *trade-off*: l'approccio neutrale rispetto alla tecnologia consente di ottenere un'efficienza in termini di costi lasciando però guadagni elevati ai produttori inframarginali, mentre l'approccio specifico della tecnologia sacrifica l'efficienza dei costi al fine di ridurre i guadagni. In tal modo, sfrutta anche i vantaggi che derivano dalla sostituibilità tra le tecnologie. In particolare, le aste *technology-specific* tendono a dominare le aste neutre dal punto di vista tecnologico quando le tecnologie sono abbastanza asimmetriche (come nel caso degli investimenti nel solare e nell'eolico in Spagna) e i costi dei fondi pubblici sono elevati. L'opposto si applica quando l'incertezza sui costi è ampia e gli shock sui costi sono

¹⁰ Inoltre, prezzi nodali hanno un problema legato alla difficoltà di fare hedging: devono essere presenti complessi strumenti di copertura che difficilmente sono liquidi su orizzonti medio-lunghi. Anche per questo motivo diversi osservatori sono piuttosto critici sull'adeguatezza di politiche volte all'introduzione di prezzi nodali e raccomandano, invece, che siano introdotte regole per far pagare quota dell'uplift ai rinnovabilisti in ragione della quantità di riserva che richiedono.

¹¹ Si veda Ofgem (2022) "Net Zero Britain: developing an energy system fit for the future" <https://www.ofgem.gov.uk/publications/net-zero-britain-developing-energy-system-fit-future>

¹² Una formulazione dettagliata di proposta di doppio mercato è quella dell'Oxford Institute for Energy Studies (<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf>).

¹³ Si veda: <http://nfabra.uc3m.es/wp-content/uploads/2021/12/Fabra-Montero.pdf>

correlati negativamente, ovvero quando le preoccupazioni per l'efficienza dei costi conta di più. Un basso grado di sostituibilità tra le tecnologie favorisce ulteriormente l'approccio specifico della tecnologia.

Un ultimo caso di proposte di intervento sul mercato dell'elettricità si basa su quanto già avvenuto in Spagna. In questo paese, i prezzi all'ingrosso dell'elettricità sono aumentati in linea con altri Paesi, ma i prezzi al dettaglio hanno iniziato ad aumentare molto prima a causa del meccanismo di prezzo utilizzato.¹⁴ Il governo spagnolo è inizialmente intervenuto per implementare un sistema redistributivo delle perdite e dei guadagni che avrebbe prodotto la struttura di mercato pre-esistente: la proposta è stata quella di ridurre i guadagni inaspettati delle aziende che vendevano energia da unità inframarginali (produttori da fonti rinnovabili) ad un prezzo divenuto anormalmente alto a causa dell'impennata del costo del gas per i produttori marginali (termoelettrici). È stato quindi implementato un meccanismo di "Clawback" (Figura 1).

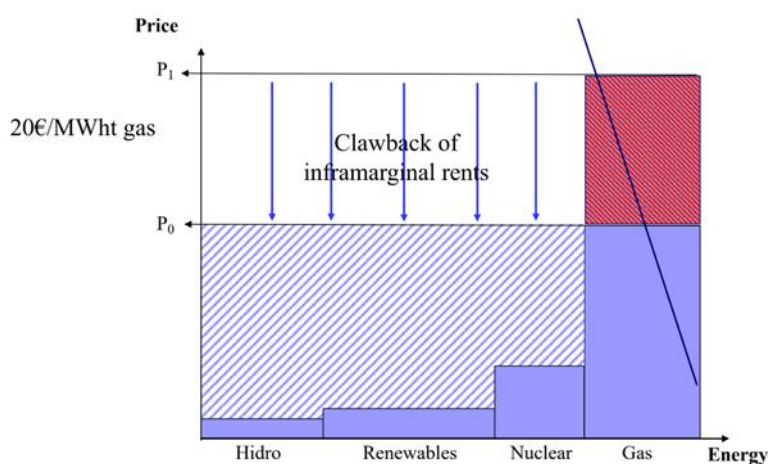


Figura 1: il sistema Clawback

Si tratta di un sistema di imposta sugli utili per recuperare i guadagni straordinari nelle unità inframarginali.¹⁵ Selezionando come prezzo spot il prezzo storico di 20 euro per MWh, ogni giorno il Governo incamera il *Clawback*, ovvero la differenza tra il prezzo spot e prezzo controfattuale di 20×2 sommato al prezzo ETS di circa 75 euro. In generale, il sistema di *Clawback* presenta il grande vantaggio di contrastare l'innalzamento dei prezzi senza grandi costi per il Governo, ma causando due tipi di problemi. Il primo, nel breve periodo è l'implementazione pratica di un sistema di tassazione degli extra profitti all'interno di un mercato dove la diffusione di contratti con diversa

¹⁴ Il meccanismo utilizzato è uno di real time pricing, dove il prezzo orario varia con i costi di produzione. Per una discussione di questo tipo di meccanismi e della loro diffusione si veda: <https://emp.lbl.gov/publications/survey-utility-experience-real-time>. Si noti che tipicamente i corrispettivi sono parametrati ai prezzi spot e che, in generale, real time pricing assume che ci sia un ruolo attivo della domanda che raramente vi è. Quindi il concreto funzionamento di un meccanismo di real time pricing dipende sia da fattori legati ai dettagli tecnici della sua implementazione sia al comportamento dei partecipanti al mercato.

¹⁵ Gli effetti di questo sistema sono simili a quelli della norma italiana su extra profitti dei rinnovabilisti, con due differenze: (i) si limitano anche extra margini dei termoelettrici; (ii) vi è problema sui flussi, e impatto su derivati, che in Italia non è presente.

maturità rende non facile determinare dove e in quale misura si siano realizzati profitti anormalmente alti. Il secondo è quello di creare un potenziale disincentivo agli investimenti in rinnovabili, data la penalizzazione dei potenziali guadagni che questa fonte avrebbe potuto generare per i produttori. Il sistema di *Clawback* in Spagna ha dimostrato immediatamente la rilevanza almeno del primo dei due problemi sopra descritti e ha portato quindi il governo a virare verso un diverso sistema di contenimento dei prezzi basato su sussidi.

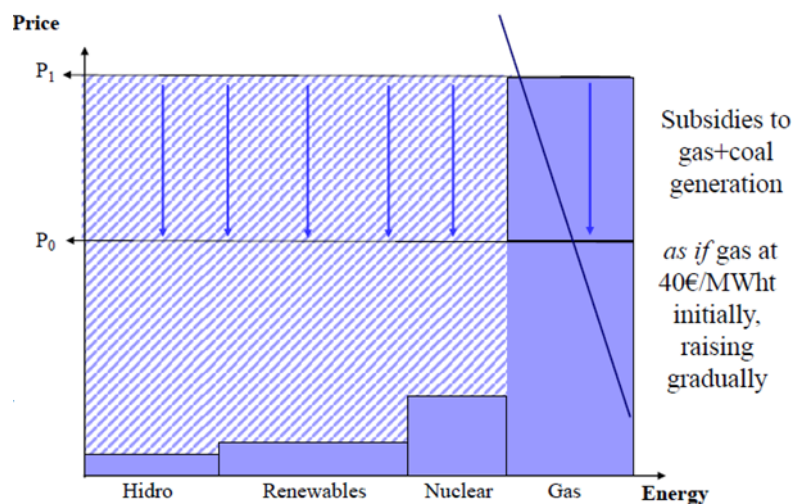


Figura 2: il meccanismo dei sussidi

Il sistema dei sussidi, adottato da Spagna e Portogallo, è incentrato su un sussidio al consumo di gas per la produzione elettrica che dovrebbe abbassare il prezzo marginale in misura pari al sussidio stesso (Figura 2). Questo meccanismo riduce i costi di generazione da termoelettrico a gas, avendo incidenza sul prezzo marginale, ma costituisce una manovra politicamente complessa in quanto sovvenziona i combustibili fossili e influenza i prezzi internazionali. In particolare, aumentando speculativamente l'export di elettricità verso Paesi con costi marginali più elevati, si è verificato in Spagna un incremento di export verso la Francia, ad esempio. Un'alternativa proposta riguarda un'asta a due round: il sussidio entrerebbe solo nel secondo round in modo da non distorcere il prezzo internazionale.

Il Mini Book è la pubblicazione mensile della Fondazione Utilitatis che espone temi rilevanti, in particolare per i settori idrici e ambientali.

La Fondazione Utilitatis promuove la cultura e le *best practice* della gestione dei Servizi Pubblici Locali tramite l'attività di studio e ricerca, e la divulgazione di contenuti giuridici, economici e tecnici.