



# Nuove regole nel Sistema Europeo di Scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub>

Il Sistema Europeo di Scambio di Quote di Emissione (EU ETS) prevede che gli impianti con elevate emissioni (manifatture, produzione di energia elettrica e termica, operatori aerei ecc.) non possano funzionare senza un'autorizzazione ad emettere gas serra. L'EU ETS fissa un tetto massimo (cap) alle emissioni consentite ai soggetti vincolati, ma permette ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (trade) diritti a emettere CO<sub>2</sub> (quote) secondo le loro necessità, all'interno del limite stabilito. Le nuove regole per il periodo 2021-2030 intendono creare un mercato più vitale delle emissioni, confermando la centralità delle aste governative e l'esigenza di un significativo prezzo della CO<sub>2</sub>

*DOI 10.12910/EAI2018-036*

di **Simone Aiello, Mauro Fratini**, *Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Unità Mercati Energetici*

**D**al 9 aprile scorso le nuove regole europee del meccanismo Emission Trading Scheme (EU ETS) sono ufficialmente definite con la pubblicazione in *Gazzetta* della direttiva 2018/410/UE. L'atto modifica e integra la direttiva 2003/87/CE e s.m.i. finora vigente, nonché la decisione UE 2015/1814 istitutiva della Riserva di stabilità e rappresenta l'atto base di regolazione dell'EU ETS per la quarta fase (2021-2030).

### Il contesto e la riforma del mercato

Le regole confermano la centralità delle aste governative quale metodo di allocazione delle quote di emissione e l'intenzione di ripristinare l'equilibrio di mercato: in questa direzione, il raddoppio del tasso di prelievo del surplus di quote dalle aste e la cancellazione "dinamica" delle EUA (EU Allowances) in Riserva [1]. Ma anche le misure per preservare l'integrità del mercato, mitigando il rischio di uscita "non coordinata" del Regno Unito dalla UE ("Hard Brexit").

A livello nazionale, si apre così il periodo di 18 mesi per il recepimento delle "nuove" regole nell'ordinamento italiano e parallelamente, a livello europeo, la fase di attuazione ed

esecuzione delle norme nell'ambito delle funzioni delegate e di esecuzione della Commissione. L'inizio del 2018 è inoltre stato caratterizzato dal recepimento della normativa UE sui mercati degli strumenti finanziari (MiFID II) con il D. Lgs. n. 129/2017 e da gennaio le quote sono uno strumento finanziario.

### Mercato della CO<sub>2</sub>

Dalla seconda metà del 2017 il mercato della CO<sub>2</sub> sta registrando interessanti segnali di vitalità.

Sul primario, nel 2017, con il venimento della misura di breve periodo per il riequilibrio dei fondamentali (c.d. backloading), l'Italia ha collocato 95 mln di EUA (+23% sul 2016). Parallelamente, in virtù di segnali incoraggianti nel comparto energetico, con prezzi in salita, e sul fronte policy, il 2017 ha registrato prezzi delle EUA di circa il 9% più alti del 2016 (5,76 euro spot e 5,84 euro nel segmento a termine). Ciò si è tradotto in 545 mln di euro circa di proventi italiani ricavati dalle aste CO<sub>2</sub> (un terzo in più sul 2016).

Nel primo trimestre 2018 l'Italia ha inoltre collocato oltre 24 mln di EUA ricavando proventi per oltre 236 mln di euro (43% circa di quanto incassato nel 2017) per via dell'aumento

consistente dei prezzi, quasi raddoppiati rispetto al 2016, registrando un record storico d'incassi nel trimestre. Sul secondario, il 2017 è stato un anno positivo per il mercato, analogamente a quanto registrato nel primario, non solo per i prezzi, ma anche per volumi, numero di partecipanti e posizioni aperte: l'anno si è chiuso con un prezzo del contratto a termine in scadenza dicembre 2018 a 8,18 euro. Nel primo trimestre 2018 è proseguito l'andamento rialzista del prezzo delle quote di lungo termine, con un aumento complessivo sorprendente di oltre il 60% rispetto alla chiusura del 2017. Se confrontato con le commodity energetiche di riferimento, benché atteso, l'incremento dei prezzi è stato sorprendente per entità e tempistiche: tra i fattori che avrebbero sostenuto i prezzi della CO<sub>2</sub> l'ingresso di nuovi partecipanti nel mercato, la maggiore certezza delle regole ETS post 2021, riluttanza degli operatori a liquidare quote il cui valore è atteso crescere.

### Per una generazione elettrica più pulita: quale prezzo utile della CO<sub>2</sub>?

Stabilire il prezzo della CO<sub>2</sub> che favorisca il passaggio verso combustibili a minor tenore di carbonio è un approccio inefficiente da un punto di vista economico, in quanto soltanto tramite il libero mercato si scopre il prezzo delle emissioni necessario al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione fissato. L'EU ETS crea "artificialmente" una domanda e un'offerta di quote di emissione, consentendo di esprimere un prezzo della CO<sub>2</sub> in funzione dell'equilibrio dei fondamentali del mercato. La crisi economica (e produttiva), associata ad una rigidità dell'offerta, ha contribuito dal 2008 a cumulare un surplus

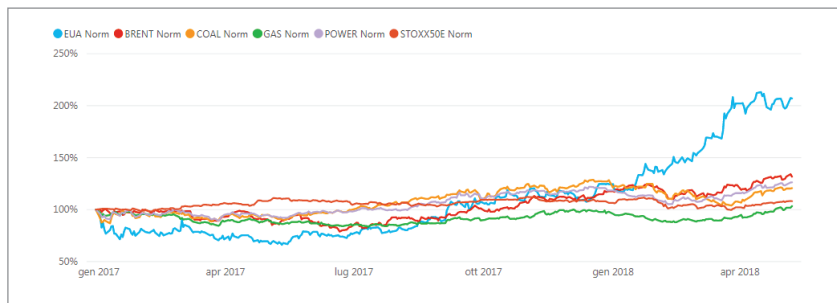


Fig.1 Confronto nel 2017 e I quadrimestre 2018 I trim. 2018 tra prezzi delle EUA, delle commodity energetiche e STOXX50E normalizzati al 30/12/2016

Fonte: elaborazione GSE su dati Thomson Reuters, 2017-2018

## Fuel switching carbone-gas

Nei mercati elettrici europei l'offerta è ordinata in ordine crescente dalla più bassa alla più alta (ordine di merito), quindi il costo marginale di una determinata tecnologia è molto importante, perché ne determina la priorità sul mercato rispetto alle altre tecnologie. Il prezzo della CO<sub>2</sub> serve a favorire le centrali con minori emissioni.

Lo *switching price* è il prezzo teorico al quale le due tecnologie (carbone-gas) divengono egualmente attrattive dal punto di vista del costo marginale: con un prezzo delle EUA maggiore dello *switching price* dovrebbe divenire più conveniente produrre con centrali a gas naturale. La definizione matematica è:

$$\text{Switching Price} = \frac{\text{gas cost} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] - \text{coal cost} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]}{\text{coal CO}_2 \text{ intensity} \left[ \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right] - \text{gas CO}_2 \text{ intensity} \left[ \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right]} \left[ \frac{\text{tCO}_2}{\text{tCO}_2} \right]$$

Per calcolarlo abbiamo utilizzato i prezzi spot del gas naturale di 8 hub europei [3]. Per il carbone, il contratto future mensile attuale agganciato all'indice API2 su ICE<sup>2</sup> per avvicinarci il più possibile ad un valore spot (non disponibile). Per i fattori emissivi sono stati presi a riferimento i valori IPCC - 2006, mentre i valori medi di rendimento elettrico lordo sono stati calcolati a partire da dati Eurostat 2016 (53% per gas naturale e 39% per carbone). Per il prezzo delle

quote è stato usato il prezzo spot delle EUA su ICE. È, inoltre, introdotto un "corridoio utile" per tener conto delle possibili differenze nelle assunzioni, nonché dell'ampia gamma di rendimenti delle centrali termoelettriche europee. La banda superiore (SP-MAX) utilizza come efficienza la massima raggiungibile dalla migliore centrale a carbone<sup>3</sup> (circa 46%), mentre la banda inferiore la massima efficienza per un ciclo combinato<sup>4</sup> (circa 61%).

ingente di quote di emissione nel mercato, che ha da ultimo indebolito il prezzo della CO<sub>2</sub>.

Per comprendere se, nella generazione elettrica, il prezzo della CO<sub>2</sub> sia sufficiente ad innescare una sostituzione del carbone con il gas naturale, è utile ricorrere al fuel switching price carbone-gas come parametro di confronto (vedi riquadro "Fuel switching carbone-gas").

Per il secondo anno consecutivo, nel 2017, i prezzi delle EUA sono stati prossimi allo switching price e la distanza tra i due (differenziale EUA-SP) si è accorciata rispetto al 2016 del 39%, passando da uno spread EUA-SP medio di 8,8 euro nel 2016 a 5,3 euro nel 2017. Ciò in virtù sia dell'abbassamento dello switching price, sceso da una media nel 2016 di 14,2 euro a 11,2 euro nel 2017, sia in parte minore all'incremento del prezzo delle EUA.

Dai primi dati sulla generazione elettrica europea [2] si osserva che anche nel 2017 il gas naturale ha guadagnato terreno rispetto a carbone e lignite, come ci si sarebbe attesi dalla ulteriore riduzione del differenziale tra EUA e switching price nel 2017. La sostituzione è riflessa anche nel-

la diminuzione per il termoelettrico europeo delle emissioni verificate rispetto al 2016 (-1,2% circa).

I prezzi delle EUA sono stati infatti per gran parte del 2017, a parte alcuni giorni a gennaio/febbraio e novembre/dicembre, in quello che possiamo definire un "corridoio uti-

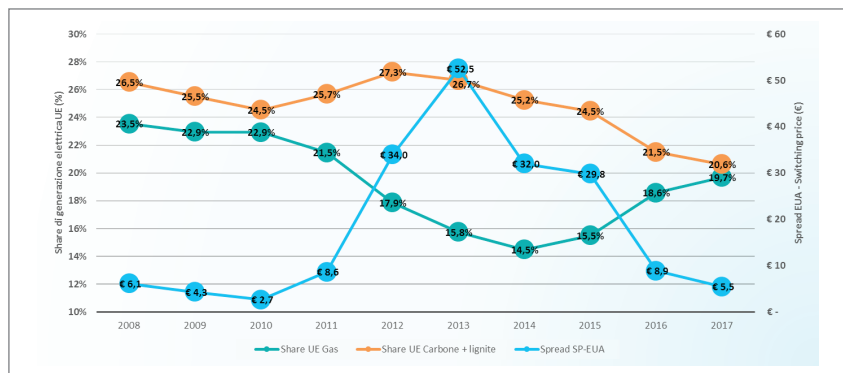


Fig.2 Andamento dal 2010 al 2017 dello spread EUA-Switching Price e degli share (%) UE di generazione elettrica da gas naturale e carbone + lignite

Fonte: Report Agora-Sandbag, The European Power Sector in 2017, 2018

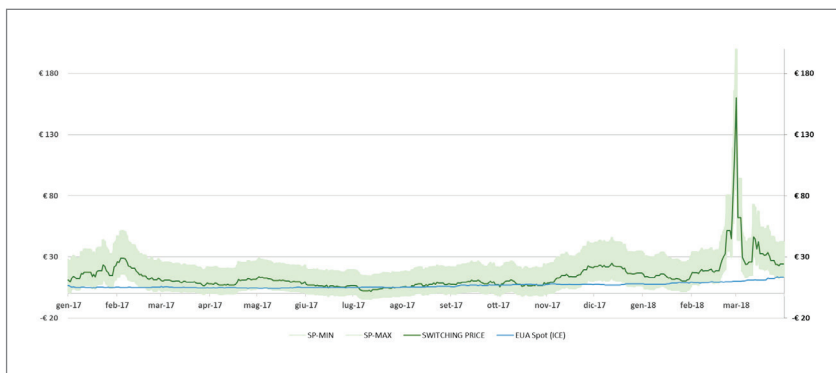


Fig.3 Andamento nel 2017 e nel I trim. 2018 dei prezzi della CO<sub>2</sub> e dello switching price, con un corridoio utile calcolato con i rendimenti massimi  
Fonte: calcoli GSE sulla base dei prezzi di carbone e gas naturale Thomson Reuters, 2017-2018

le per lo switching”, ovvero sono stati superiori ad un livello che fa sì che le centrali a ciclo combinato più efficienti, tenendo conto anche del costo della CO<sub>2</sub>, abbiano costi marginali inferiori rispetto alla media delle centrali a carbone.

Nel I trimestre 2018, il prezzo del carbone si è molto ridotto, mentre il costo del gas naturale è salito, in virtù delle temperature particolarmente rigide registrate nella parte finale del I trimestre 2018. Di conseguenza, lo *switching price* è salito a un valore medio di 26,60 euro e nonostante l’incremento sorprendente delle quote, salite mediamente a 9,80 euro (spot), il divario tra i due si è allargato, portando ad uno spread EUA-SP medio nel trimestre di 16,80 euro.

Al netto dell’andamento stagionale, dai dati del I trimestre 2018 sembrerebbe registrarsi una diminuzione tendenziale del costo del carbone, con un conseguente incremento tendenziale dello switching price. Sebbene questo potrebbe ridursi, come consueto, nei prossimi mesi, si potrebbe mantenere comunque a livelli più elevati del 2017, richiedendo così uno sforzo maggiore al prezzo delle quote. Per scongiurare il pericolo di una ripresa del carbone, a scapito degli

obiettivi climatico-energetici europei ed italiani, nel caso in cui le variazioni relative tra i prezzi del carbone e del gas naturale portino a far crescere lo switching price, l’EU ETS dovrebbe esprimere prezzi superiori agli attuali. In tal senso, rafforzare ulteriormente l’equilibrio di mercato nell’EU ETS in tempi rapidi scongiurerebbe questo rischio.

**Generazione (elettrica) pulita e competitività del Sistema Paese: quale il livello di prezzo della CO<sub>2</sub> per MWh prodotto?**

Sulla base del mix di generazione elettrica 2017 e del costo medio delle EUA nello stesso periodo, il costo indicativo della CO<sub>2</sub> per MWh<sub>el</sub> prodotto in Italia è di poco più alto del resto d’Europa (1,85 €/ MWh<sub>el</sub> contro 1,66 €/MWh<sub>el</sub> della media UE). Ciò è dovuto principalmente all’assenza del nucleare, che ad esempio in Francia pesa per il 73% della generazione elettrica, comportando un costo bassissimo dell’EU ETS sull’energia elettrica (0,31 €/MWh<sub>el</sub>).

Considerando anche l’assenza del nucleare nel nostro mix di generazione, il costo sul MWh<sub>el</sub> della CO<sub>2</sub> non è così distante dal resto dell’Europa, grazie al minor share di carbone e lignite ed alla maggior produzione da rinnovabili. La Germania, infatti, a causa del maggior share di carbone e lignite, pur producendo circa un 12% dell’energia elettrica col nucleare, ha avuto un costo medio della CO<sub>2</sub> per MWh<sub>el</sub> di circa 2,39 euro, molto più elevato della media UE e dell’Italia.

Se ipoteticamente in Italia nel 2017, tutta la generazione da carbone fosse stata sostituita dal gas naturale il costo indicativo della CO<sub>2</sub> per MWh<sub>el</sub>

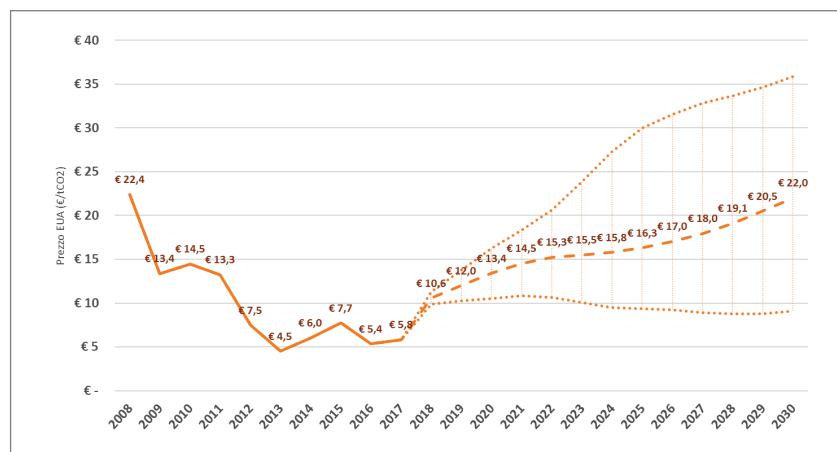


Fig.4 SCENARIO 1 - Andamento previsto del prezzo minimo, mediano e massimo delle EUA  
Fonte: elaborazione GSE

### Modello previsionale GSE di lungo termine dell'EU ETS

Per confrontare il risultato delle policy, il GSE ha sviluppato un modello previsionale del prezzo della CO<sub>2</sub> di lungo termine, basato su ipotesi semplificative. Lo scopo non è prevedere precisamente il prezzo delle EUA, esercizio improbabile tenuto conto della volatilità del prezzo delle quote [3], dell'incertezza a livello regolatorio su evoluzioni future dell'EU ETS, overlapping policies (fonti rinnovabili, energia elettrica), nonché sul livello di crescita dell'economia e della produzione industriale, nonché dei consumi. Il modello è funzionale a confrontare, partendo dalle ipotesi di base, l'esito potenziale di diverse opzioni di policy su molteplici variabili d'interesse: tra cui prezzo CO<sub>2</sub>, surplus, quote cancellate ecc.

Le principali ipotesi semplificative, alla base del modello sono due: relazione tra prezzo delle quote e surplus sul mercato; individuazione del trend emissivo futuro, per calcolare il bilancio tra domanda e offerta e conseguentemente il surplus, attraverso il ricorso al metodo "Montecarlo" generando migliaia di percorsi casuali (random walk) delle emissioni future, con una distribuzione normale con media -1,4%/anno e deviazione standard 3,0%. La media e deviazione standard selezionate sono uguali ai valori storici registrati per i settori ETS nel periodo 1990÷2017.

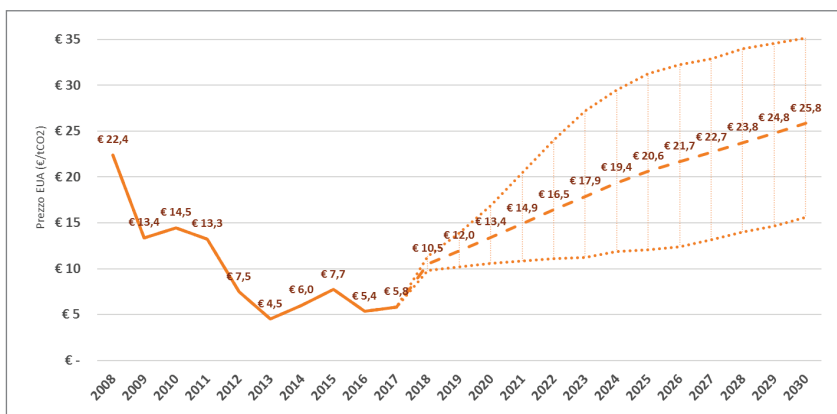


Fig.5 SCENARIO 2 - Andamento previsto del prezzo minimo, mediano e massimo delle EUA

opportunità di revisione nel prossimo futuro per consentire al sistema europeo di guidare il processo di decarbonizzazione, anche alla luce dell'obiettivo SEN al 2025 di *phase-out* del carbone nella generazione elettrica. Ciò richiederà, già dai prossimi anni, prezzi sufficientemente elevati. Qualora ciò non si realizzasse, almeno due appaiono le opzioni per rafforzare l'EU ETS: agire sul meccanismo della Riserva di stabilità e i relativi parametri di funzionamento (finestra che si apre nel 2021); agire

sarebbe sceso sotto la media UE, a 1,51 euro. Un risultato ancora migliore si sarebbe potuto ottenere se le rinnovabili avessero assorbito tutto lo share del carbone, ottenendo un costo medio di 1,25 €/MWh<sub>el</sub>. Il *phase-out* del carbone previsto dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) potrebbe quindi aiutare il paese a diminuire il divario nei costi della CO<sub>2</sub>.

### Conclusioni e scenari: quali prezzi della CO<sub>2</sub> nel prossimo futuro?

Benché le regole dell'EU ETS per il post 2020 siano definite, permangono

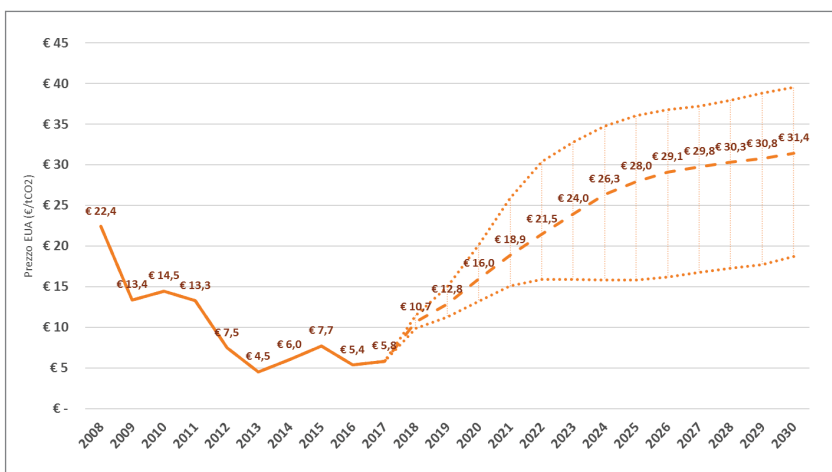


Fig.6 SCENARIO 3 - Andamento previsto del prezzo minimo, mediano e massimo delle EUA (Fonte: Elaborazione GSE)

a livello macro riallineando il cap al trend delle emissioni verificate (finestra che si aprirebbe nel 2019 o 2024).

Sono stati elaborati tre scenari di prezzo della CO<sub>2</sub> sulla base del modello proprietario GSE [3].

1. SCENARIO 1:

BASE (Regole ETS post 2020)

Prezzi previsti mediamente in salita ma con livelli ancora bassi (≈€16 al 2025, €22 al 2030): il prezzo della CO<sub>2</sub> potrebbe risultare ancora troppo basso per accelerare il phase out del carbone

al 2025.

2. SCENARIO 2:

Revisione MSR (Riserva di Stabilità con regole ETS post 2020 ipotizzando a partire dal 2021 l'estensione del prelievo al 24% e l'abbassamento delle soglie di immissione e prelievo delle quote)

Prezzi previsti mediamente in salita con livelli più alti rispetto allo scenario 1 (≈€21 al 2025, €26 al 2030): il prezzo della CO<sub>2</sub> potrebbe però risultare ancora troppo basso per accelerare il phase out del carbone al 2025.

3. SCENARIO 3:

Revisione CAP (Regole ETS post 2020 e revisione del tetto emissivo "CAP" dal 2021 e allineando lo stesso al trend delle emissioni verificate)

Prezzi previsti mediamente e chiaramente in salita (≈€28 al 2025, €31 al 2030): il prezzo della CO<sub>2</sub> avrebbe elevate probabilità di raggiungere in tempi rapidi valori sufficienti per il phase out del carbone nella generazione di energia elettrica (come previsto dalla SEN al 2025).

<sup>1</sup> <http://www.mercatoelettrico.org/It/tools/glossario.aspx>

<sup>2</sup> <https://www.theice.com/products/243/Rotterdam-Coal-Futures>

<sup>3</sup> Centrale tedesca di Trianel Kohlekraftwerk Lünen, articolo su [cornerstonemag.net](http://cornerstonemag.net)

<sup>4</sup> Centrale tedesca di Stadtwerke Düsseldorf, su [siemens.com](http://siemens.com)

## BIBLIOGRAFIA

1. GSE, Rapporto sulle Aste di quote europee di emissione, Il trimestre 2017, 2 agosto 2018
2. Agora-Sandbag, *The European Power Sector in 2017*, 2018
3. GSE, *Rapporto sulle aste CO<sub>2</sub> annuale 2017*, 14 febbraio 2018