

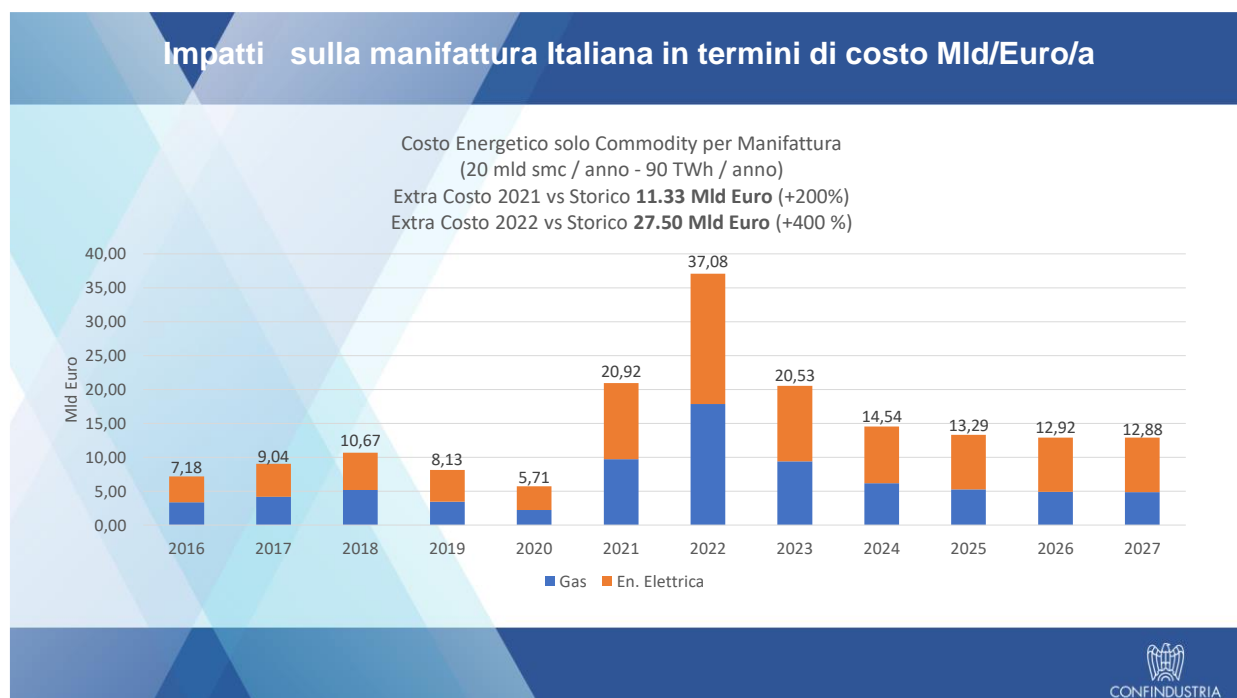
# Allegato

## 1. Premessa profili congiunturali mercato elettrico e del gas naturale

I settori manifatturieri italiani si trovano a fronteggiare un drammatico aumento dei costi delle commodities energetiche con particolare riferimento al prezzo del gas naturale e dell'elettricità.

Il prezzo dell'energia elettrica continua a registrare valori record: nelle prime due settimane di dicembre ha raggiunto il picco storico di 374 €/MWh (+ 280% rispetto al valore di gennaio 2021; + 650% rispetto a gennaio 2020).

Questa drammatica evoluzione dello scenario energetico comporta per la manifattura italiana un incremento di costi per la fornitura di energia che passano dagli 8 mld circa nel 2019 ad oltre 20 Mld nel 2021 e oltre 37 mld nel 2022. Si tratta di un incremento del costo complessivo del 350% nel 2021 e del 650% rispetto ai costi del 2020.



La possibilità per il sistema industriale di gestire i prezzi di fornitura dell'energia per l'anno 2022 è resa ancora più difficile dalla dinamica evolutiva degli scenari di riferimento per quanto riguarda i prezzi a termine di elettricità e gas.

Dai grafici che seguono possiamo vedere come le curve dei prezzi a termine di elettricità e gas sono soggetti a una grande volatilità subendo di settimana in settimana importanti variazioni.

## CONFRONTO PREZZI FUTURES ELETTRICO 2021-2023



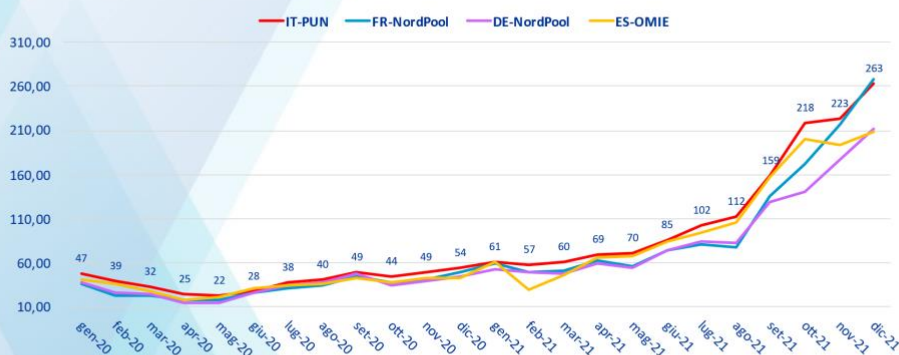
Le quotazioni forward power sono ancora in forte aumento su tutta la curva: power Ita Cal22 =162,4 €/MWh (+7,5 €/MWh vs settimana precedente, +5%), Cal23= 110,7 €/MWh (+5,2 €/MWh,+5%);

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati pubblici EEX, GME, OMEI



È vero che questo *trend* rialzista sta colpendo tutte le principali borse europee come possiamo vedere nel grafico sotto riportato.

## CONFRONTO PREZZI MEDI MENSILI DELLE PRINCIPALI BORSE ELETTRICHE EUROPEE - €/MWH

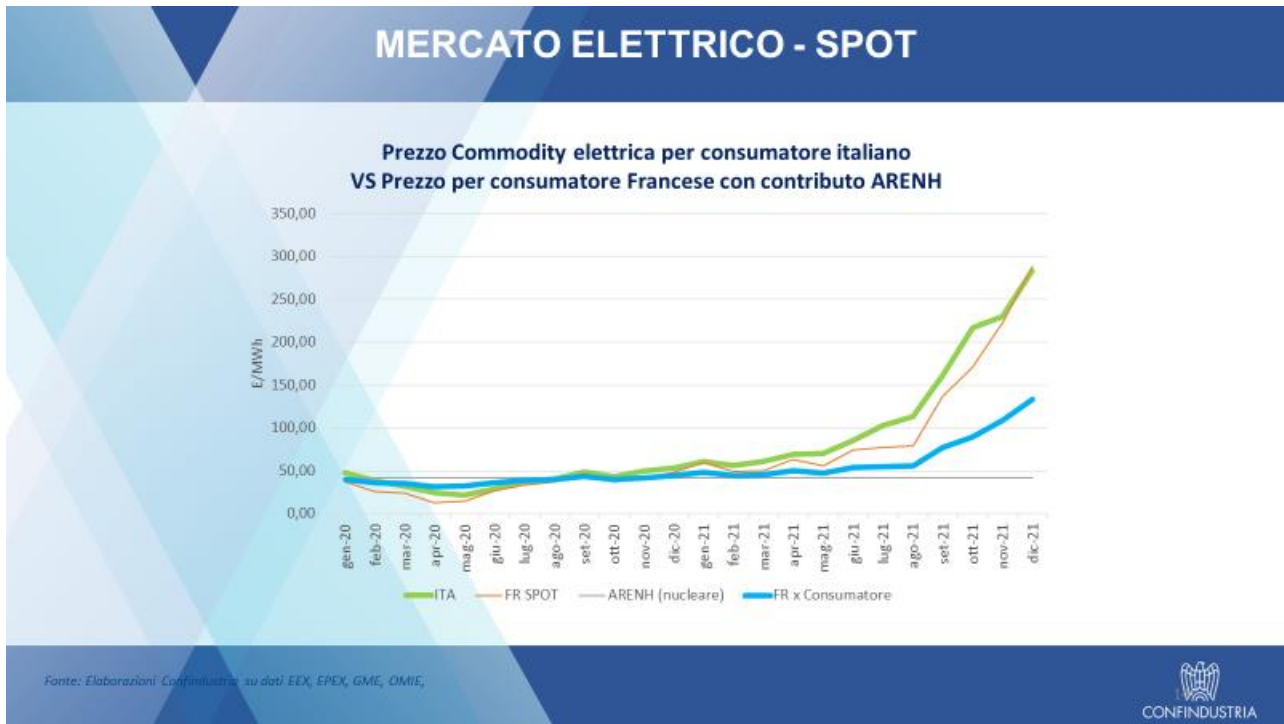


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX, EPEX, GME, OMEI,



Tuttavia, questo confronto sui prezzi all'ingrosso è ingannevole in quanto molti paesi europei con misure più o meno occulte stanno adottando strumenti a tutela dei settori industriali. Ad esempio, nel grafico sotto riportiamo quanto avviene in Francia dove ai consumatori

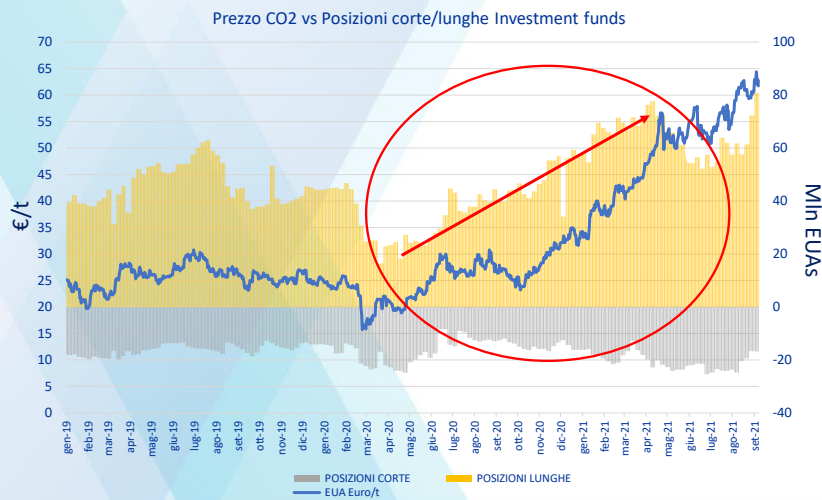
industriali e grossisti per legge il governo francese ha allocato nel mese di ottobre 2021 circa 100TWh (circa il 25% della produzione francese) di energia elettrica – pro-quota al costo industriale dell’energia elettronucleare pari a 42,2 €/MWh (misura adotta nel mese di ottobre 2021 denominata ARENH). Come possiamo vedere dal grafico sotto riportato questo determina nel costo medio di fornitura dell’industriale francese un prezzo medio di approvvigionamento pari a circa 131 €/MWh quando il prezzo di mercato supera i 260 €/MWh.



Ulteriore *driver* che ha determinato un consistente aumento delle commodity energetiche e del prezzo del vettore elettrico è rappresentato dai prezzi delle quote ETS (81€/tCO2 nelle prime due settimane di dicembre). I prezzi della CO<sub>2</sub> nelle aste ETS hanno un effetto indiretto sui conti aziendali, appesantendo ulteriormente le bollette elettriche, e uno diretto per l’approvvigionamento delle quote esenti dal *carbon leakage*. I problemi sul mercato della CO<sub>2</sub> sono legati a politiche speculative acuite dalle attese di un possibile rafforzamento delle vigenti politiche comunitarie per il contenimento delle emissioni dei gas serra previste dal pacchetto Fit 55%.

Il forte aumento è dovuto anche dalla presenza di posizioni finanziarie speculative. Per comprendere il fenomeno, i grafici seguenti evidenziano lo sviluppo delle posizioni lunghe speculative sul mercato della CO<sub>2</sub> e la crescita senza precedenti di investitori finanziari. Questo effetto è stato fortemente indotto anche dagli effetti annuncio della Commissione che in più occasioni pubbliche auspicava un valore target della CO<sub>2</sub> a 100 €/t

## Determinanti prezzo ETS: aumento significativo posizioni «lunghe»

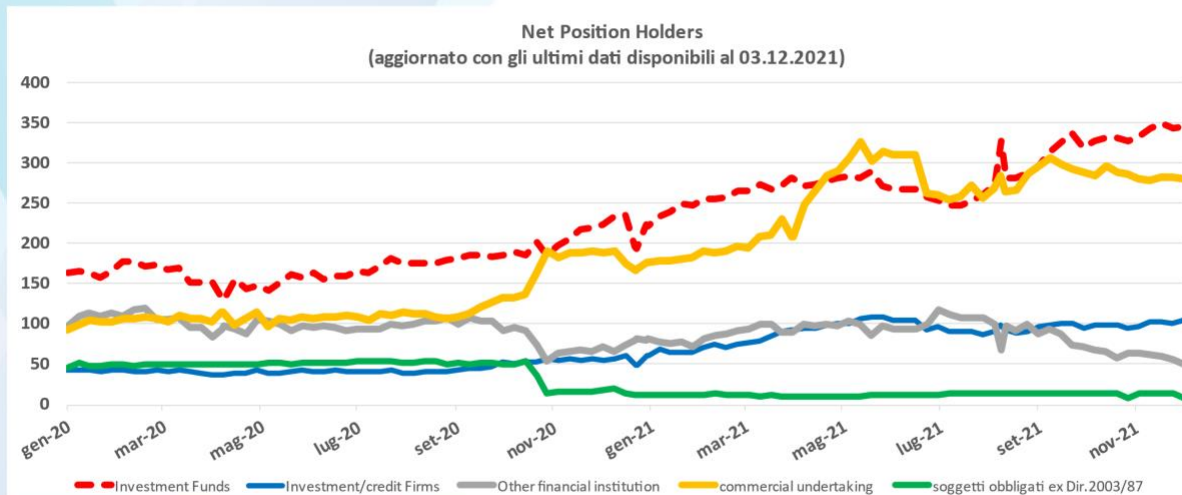


Diversi soggetti partecipanti al meccanismo ETS hanno richiesto un intervento nel mercato del carbonio per limitare i prezzi o limitare il ruolo degli operatori finanziari, temendo il **rischio di speculazioni**. E' infatti cresciuto molto dall'aprile 2020 il numero dei fondi di investimento registrato nel segmento ETS della borsa futures ICE.

Fonte: Elaborazioni su dati ICE



## Determinanti prezzo ETS: non cap and trade



Fonte: Elaborazioni su dati ICE



Inoltre, con riferimento al mercato elettrico purtroppo il cambio di paradigma verso un modello di generazione distribuita – senza adeguati interventi sulle piattaforme di scambio - sta comportando l'accumularsi di consistenti extra margini derivanti dall'aumento dei prezzi dell'energia elettrica da gennaio a settembre per gli impianti a fonti rinnovabili non incentivati (come ad esempio l'idroelettrico storico) o incentivati mediante un *feed-in premium* (come ad esempio il conto energia in favore del fotovoltaico, che riconosce al titolare dell'impianto a fonte rinnovabile una tariffa incentivante a tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto che si aggiunge al prezzo di vendita dell'energia alla rete) e, in misura minore, per gli impianti supportati mediante quote d'obbligo (certificati verdi) in quanto il meccanismo è stato

riformato e sostituito da una *feed-in tariff* (GRIN). Si può stimare, in particolare, che gli impianti idroelettrici non incentivati hanno ottenuto margini incrementali rispetto al livello medio del proprio LCOE in un range variabile fra 700 Mln€ e 1,3 Mld€ nel periodo gennaio-settembre 2021 e, se i prezzi dell'energia si mantenessero sui livelli attuali fino a fine anno (come sembra plausibile considerando l'andamento dei futures del gas naturale), gli extra margini potrebbero arrivare a circa 1,7 Mld€ - 2,5 Mld€ nel 2021.

Riguardo alle materie prime energetiche, è noto come il gas naturale influenzi direttamente e indirettamente tutti i consumi energetici del Paese: il consumo di energia termica nelle industrie è ottenuto da cogeneratori alimentati a gas, mentre il prezzo dell'energia elettrica in rete è formato da tale commodity per la maggioranza delle ore ogni anno.

## 2. Misure di intervento per il settore gas

Le quotazioni del gas naturale nei mercati europei stanno registrando degli andamenti di crescita esponenziale: il prezzo della *commodity* in Italia è cresciuto di oltre il 671% da novembre 2020 a novembre 2021, superando i 130 €/MWh proprio in questi giorni di dicembre, e nei primi mesi del 2022 non ci aspettiamo miglioramenti rilevanti.

Alla base dell'*escalation* dei prezzi non vi è solo la ripresa dei consumi energetici dopo la fase acuta della pandemia ma si possono osservare diverse concause, stoccaggi bassi, rischio inverno rigido, crescita della domanda, minori flussi GNL via nave che si dirigono verso l'Asia, mancato aumento dei flussi da Russia via gasdotto. Nell'ultima settimana ha destato preoccupazione il deteriorarsi delle relazioni geopolitiche tra l'Occidente e la Russia. In Italia il tema è ancor più rilevante rispetto ad altri contesti perché il gas naturale rappresenta il *driver* principale del mercato dell'energia elettrica e ne determina il prezzo nella maggioranza delle ore ogni giorno, insieme al valore dei titoli emissivi nel sistema ETS, che oscillazioni più/meno 10% in pochi giorni: arrivando alla soglia record di 90 €/tCO<sub>2</sub> per poi mantenersi intorno a 80 €/tCO<sub>2</sub>.

Confindustria di seguito propone un insieme di misure per il settore gas che possono concorrere complessivamente a ridurre il costo di approvvigionamento della *commodity*.

### 2.1 Misure congiunturali settore gas

Le seguenti misure prevedono interventi su strumenti già adottati dalla regolamentazione del settore ed intervengo nell'area servizi *demand-side management* e componenti fiscali e parafiscali. Si tratta di interventi che integrano sul piano economico la remunerazione di alcuni istituti approvati anche in sede Comunitaria con riferimento alla disciplina degli aiuti di stato

1. La prima linea di intervento congiunturale consiste in un aumento **della remunerazione del servizio di interrompibilità tecnica dei consumi gas** prestato dai soggetti industriali. Si tratta di un servizio per la sicurezza del sistema

con il quale l'azienda si rende disponibile ad interrompere i consumi gas a fronte di una remunerazione;

2. La seconda linea di intervento congiunturale richiede un'azione sulla fiscalità e la parafiscalità gas. Il governo deve finalizzare con urgenza il provvedimento di agevolazione delle componenti parafiscali gas (RE e RE<sub>T</sub>), **Decreto Gasivori**, relativo all'attuazione dell'articolo 21 della Legge Europea del 2017. Il primo Decreto per l'implementazione della misura è stato pubblicato nel 2018 ma da allora l'iter si è arrestato ampliando il *gap* di competitività rispetto ad altri Paesi, come la Germania, che applicano simili scontistiche.
3. Sul piano congiunturale è inoltre necessario prevedere **una misura straordinaria che preveda la cessione di una parte della produzione nazionale di gas naturale per l'anno 2022 destinata ai settori manifatturieri gasivori** a rischio delocalizzazione (consumo complessivo circa 7 mld di mc/anno). La cessione del gas ai soggetti industriali potrebbe avvenire mediante *contracts for difference (CfD)* indicizzati alle quotazioni *futures* della *commodity* nel periodo estivo, sterilizzando il differenziale per il fornitore mediante una apposita componente di socializzazione applicata ai punti di riconsegna su base annuale. Il costo dell'operazione è di circa 1,5 mld.

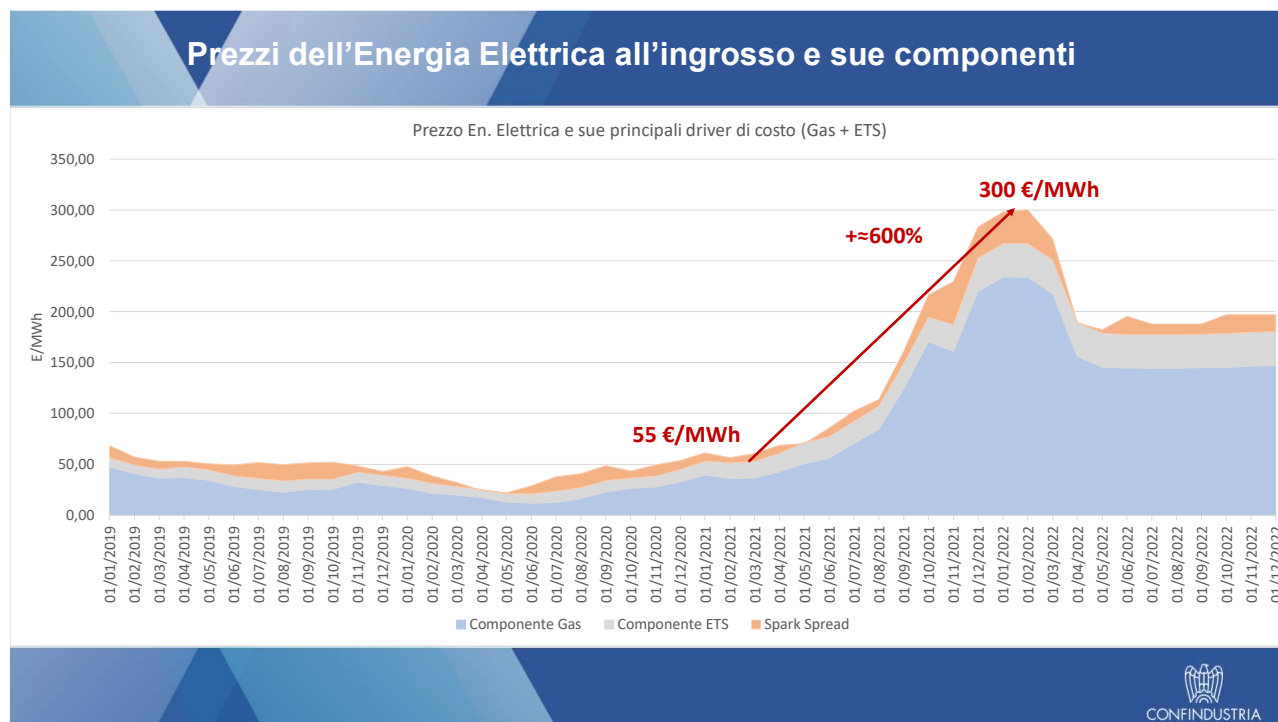
## 2.2 Misure strutturali settore gas

Sul piano strutturale le proposte di intervento riguardano la produzione nazionale di gas, le modalità di approvvigionamento e la regolamentazione comunitaria dei transiti *cross-border* del mercato Europeo:

- 1) **Aumentare della capacità di estrazione** dei giacimenti nazionali dagli attuali 4 Mld di mc/anno ad 8. Questo incremento è possibile, con una tempistica di 12/18 mesi, investendo sulle attuali piattaforme.
- 2) **Rivedere la struttura dei contratti di importazione (Take or Pay)** dei principali operatori. Attualmente circa l'80% dei contratti di approvvigionamento sono indicizzati a prezzo spot. È necessario rivedere i criteri di indicizzazione dei contratti.
- 3) Da ultimo riteniamo centrale una **modifica strutturale del sistema gas europeo** nell'ambito del procedimento di approvazione dell'*Hydrogen and Gas Decarbonization Package*, la cui proposta è stata presentata il 15 dicembre dalla Commissione Europea. Sosteniamo in particolare la definizione di **interventi sistemici come un nuovo meccanismo da applicarsi agli scambi *cross-border* tra Stati membri che eviti la creazione di barriere tariffarie**, lo sviluppo di regole comuni per la gestione degli stoccaggi europei e una strategia in merito alla sicurezza e competitività di approvvigionamento.

### 3. Misure di intervento per il settore elettrico

Come abbiamo visto nel mercato elettrico stiamo assistendo ad una *escalation* senza precedenti dei prezzi. L'effetto è dovuto, come possiamo vedere dal grafico sotto riportato, sia all'incremento della commodity gas sia agli incrementi del valore della CO<sub>2</sub> sul mercato ETS.



Confindustria ritiene necessario agire, anche in questo caso, con misure urgenti sia di carattere congiunturale sia di carattere strutturale.

#### 3.1 Misure congiunturali settore elettrico

Sul piano congiunturale è necessario rafforzare gli strumenti attualmente disponibili e dare rapida attuazione alle misure volte a evitare la possibile delocalizzazione di importanti comparti industriali.

- 1) La **compensazione dei costi indiretti derivanti dal meccanismo di scambio di quote di CO<sub>2</sub> (ETS)**, la cui bozza di Decreto è stata recentemente approvata dalla Commissione Europea. Secondo la norma, il Fondo per la compensazione sarà alimentato da una quota degli stessi proventi dalle aste ETS nella misura massima di 100 Mln€ per il 2020 e 140 milioni di euro annui a decorrere dal 2021. La mancata compensazione dei costi indiretti in Italia ha infatti comportato un forte *gap* di competitività rispetto ai principali concorrenti europei;
- 2) La salvaguardia e il **rafforzamento della remunerazione** (giustificato dai più elevati prezzi di mercato) dell'istituto **del servizio interrompibilità** per la sicurezza del sistema elettrico, la cui rilevanza ha assunto un ruolo cruciale con lo sviluppo delle

fonti rinnovabili negli ultimi 10 anni, ed avrà un ruolo ancora più importante considerati i nuovi obiettivi di decarbonizzazione previsti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima;

- 3) Un incremento **delle agevolazioni per i settori “energivori” con riferimento alle componenti parafiscali della bolletta elettrica**. Le Linee guida della Commissione Europea prevedono un contributo minimo del 15% ai sussidi alla produzione da RES. È possibile, dunque, ipotizzare un intervento straordinario per mitigare il caro energia attraverso un adeguamento dei valori di esenzione dal pagamento della componente ASOS;
- 4) **Prorogare il regime di “Interconnector Virtuale”** in scadenza il 31/12/2021 (ex art 30 L. 09/2009), in modo tale da consentire ai settori elettro-intensivi di poter disporre di capacità di approvvigionamento ai prezzi prevalenti e più economici degli altri mercati UE;
- 5) Con riferimento al forte incremento dei prezzi della CO<sub>2</sub> è necessario chiedere alla Commissione Europea **di rivedere i criteri di utilizzo della *Market Stability Reserve*** (Decision 2015/1814/UE). La *Market Stability Reserve* deve essere utilizzata non solo per ritirare l'eccedenza di quote dal mercato per sostenere il prezzo ma anche con finalità atte a ridurre il prezzo della CO<sub>2</sub> ovvero immettendo liquidità in termini di quote di CO<sub>2</sub>.

### 3.2 Misure strutturali settore elettrico

Dal punto di **vista strutturale è necessario intervenire sia accelerando il processo autorizzativo** per lo sviluppo delle tecnologie di produzione da Fonte Rinnovabile, con particolare riferimento agli impegni delle Regioni per identificare le aree idonee per la costruzione della nuova capacità di generazione, sia **procedendo rapidamente a una riforma del mercato in grado di promuovere la generazione rinnovabile e trasferire al consumatore finale il trend di riduzione del costo delle nuove tecnologie**, in relazione alla loro maggiore efficienza in termini di LCOE.