



CONFINDUSTRIA

# NEWSLETTER ENERGIA & SOSTENIBILITA'



## Sommario

<b>Approfondimenti .....</b>	
1. Evoluzione mercati energia elettrica e gas.....	1
2. Le proposte di Confindustria contro il caro Energia .....	3
3. Prime Valutazioni nel DL “Sostegni ter”– tema energia .....	6
4. Le sfide da affrontare per sviluppare le Fer elettriche .....	7
5. Il rischio blackout in Europa e in Italia passa dal gas naturale .....	10
6. Piano d’azione sull’idrogeno: Focus tecnologie industriali (link).....	12
7. La tassonomia per la finanza sostenibile: dove siamo arrivati? .....	15
8. Pacchetto Fit-for-55: aggiornamento iter europeo e principali criticità secondo Confindustria .....	17
<b>Principali novità di settore.....</b>	
<b>Report Mercati energetici e Ambientali.....</b>	

## Approfondimenti

### 1. Evoluzione mercati energia elettrica e gas

Come abbiamo visto nel numero precedente della Newsletter, il prezzo del gas naturale, che fino ai primi mesi del 2021 era rimasto contenuto, si è progressivamente impennato a partire da maggio. Il gas è la commodity che mostra il rincaro maggiore, nonostante il piccolo calo a novembre: con riferimento ai picchi in alcuni giorni abbiamo registrato un aumento che ha superato il +350% nel corso di quest'anno. Se confrontiamo i valori medi 2021 su 2020 il prezzo all'ingrosso il prezzo del gas è passato dai 9,9 c€/smc nel 2020 a circa 49 c€/smc nel 2021 con un incremento del 396%.

Il balzo del gas è dovuto in una certa misura a questioni geo-politiche (le tensioni tra UE e Russia), a cui si aggiunge una effettiva scarsità nel mercato fisico (scorte ai minimi in Europa). Dunque, il rincaro è in parte strutturale, ma per il resto è difficile da prevedere perché legato a cause extra-economiche.

**Mix italiano delle fonti di energia basato sul gas.** Tra i principali paesi europei, l'Italia è quello più esposto al rincaro del gas naturale. Infatti, il mix energetico del nostro paese privilegia tale fonte: 42% del consumo totale di energia in Italia nel 2020 (cui si somma il 36% di petrolio), contro il 38% nel Regno Unito, lontano dal 26% in Germania (che usa molto carbone), dal 23% in Spagna (che si affida di più al petrolio) e dal 17% in Francia (che conta sul nucleare; dati BP).

Il significativo livello a cui sono giunte le rinnovabili in Italia (sole, vento, etc.), pari all'11% del consumo energetico, meglio dell'8% in Francia, non è abbastanza per contenere il ruolo di gas e petrolio; altri paesi UE sono più avanti su tale fronte (Germania

18%, UK 17%, Spagna 15%), con valori che ne fanno i leader mondiali delle rinnovabili.

**Cresce la bolletta energetica pagata dall'Italia.** Ma l'impatto dei maggiori costi energetici si scarica, soprattutto, sulle imprese industriali. Per questi settori, essendo difficile al momento scaricare a valle tutti gli aumenti dei prezzi, il caro-energia si traduce in una forte erosione dei margini operativi e potrebbe comportare decisioni di chiusura.

I settori manifatturieri italiani si trovano a fronteggiare un drammatico aumento dei costi delle commodity energetiche, con particolare riferimento al prezzo del gas naturale e dell'elettricità. Il prezzo dell'energia elettrica continua a registrare valori record: nel mese di dicembre ha raggiunto la media mensile più elevata da quando la borsa italiana è stata costituita superando 280 €/MWh con un +450% rispetto al valore di gennaio 2021. Tale drammaticità è fortemente esasperata dalla rapidità con cui gli aumenti hanno impattato sui costi delle imprese (+450% in meno di 12 mesi), che hanno consentito alle imprese di adeguare alla propria struttura operativa e i rapporti commerciali con i propri clienti per far fronte alla crisi.

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, il prezzo è passato dai circa 20c€/Smc di gennaio 2021 fino ai 120 c€/Smc di dicembre 2021 (con punte giornaliere che hanno raggiunto il valore record di 180 c€/smc), con un aumento di oltre il 600%. Ulteriore driver, che ha determinato un consistente aumento delle commodity energetiche e del prezzo del vettore elettrico, è rappresentato dai prezzi delle quote ETS, pari a quasi 90 €/tCO2 nelle ultime settimane di dicembre. Il prezzo del gas naturale e delle quote CO2 determinano l'evoluzione del prezzo dell'elettricità nel mercato elettrico italiano. In altri termini anche se il peso della

produzione da fonti rinnovabili è continuamente crescente, il prezzo all'ingrosso dell'elettricità con il meccanismo di *System Marginal Price* è determinato prevalentemente dalla produzione termoelettrica a gas. Il grafico seguente evidenzia in modo chiaro l'effetto di queste due variabili sui prezzi di gennaio 2022.

Ulteriore fattore di complicazione è la volatilità degli scenari di prezzo per l'anno 2022, che cambiano molto rapidamente. Le curve dei prezzi a termine di elettricità e gas sono state soggette nelle ultime 4 settimane a molte variazioni. Tale aleatorietà, la massima mai registrata, è legata alla forte partecipazione ai mercati di attori finanziari che seguono dinamiche non compatibili con la gestione industriale degli impianti e non permette alle imprese di agire e partecipare ai mercati. I grafici seguenti, ad esempio evidenziano la rapidità con la quale i prezzi a termine dell'energia elettrica e del gas si sono modificati da fine dicembre 2021 a gennaio 2022.

Inoltre, se passiamo a confrontare i prezzi delle principali borse elettriche europee, potrebbe sembrare che i prezzi all'ingrosso presentino un trend rialzista piuttosto omogeneo e convergente. Cioè che il prezzo dell'energia in Italia aumenti come quello in Francia o Germania.

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 propri settori industriali. Ad esempio, nel grafico seguente possiamo osservare quanto avviene in Francia, dove ai consumatori industriali e grossisti per legge il governo ha allocato nell'ottobre 2021 circa 100 TWh (il 25% della produzione francese) di energia elettrica – pro-quota al costo industriale dell'energia elettro-nucleare, pari a 42,2 €/MWh (misura denominata ARENH).

Questo determina nel costo di fornitura dell'impresa industriale francese per il 2022 un prezzo medio di approvvigionamento di 100 €/MWh, quando il prezzo di mercato è scambiato sulle borse a 200 €/MWh. Quale misura emergenziale ulteriore il Governo francese ha aumentato la scorsa settimana il contingente di energia nucleare trasferita a prezzo di costo agli industriali di un ulteriore 20% (valore stimato della misura addizionale >3,2 mld€/anno, valore totale della misura >20 mld €/anno).

Una riflessione ulteriore si rende necessaria con riferimento al mercato delle emissioni, strumento rilevante per l'attuazione dei nuovi obiettivi europei connessi al Green Deal e al pacchetto Fit for 55%. I prezzi della CO<sub>2</sub> nelle aste ETS hanno un effetto duplice sui settori produttivi: il primo, indiretto, aumentando da un lato il costo delle forniture di energia e fornendo dall'altro un ulteriore incentivo implicito, non prevedibile nel momento in cui l'investimento è stato realizzato, per i produttori rinnovabili; il secondo, diretto, connesso alle emissioni di processo che devono essere acquistate dagli impianti.

I forti aumenti evidenziati negli ultimi mesi e le dinamiche della fase attuale del mercato della CO<sub>2</sub> evidenziano il prevalere di politiche speculative accelerate da rafforzamento delle vigenti politiche comunitarie per il contenimento delle emissioni dei gas serra previste dal pacchetto "Fit for 55%".

Dal 2020 si è avuto uno sviluppo marcato delle posizioni lunghe speculative sul mercato della CO<sub>2</sub> e una crescita senza precedenti di investitori finanziari. Questo risultato è stato fortemente indotto anche dagli effetti-annuncio della Commissione, che in più occasioni ha auspicato un valore target della CO<sub>2</sub> a 100 €/t.

Questa drammatica evoluzione dello scenario energetico comporta per la manifattura italiana un fortissimo incremento di costi per la fornitura di energia, che passano dagli 8 miliardi circa nel 2019 a oltre 21 nel 2021 e a oltre 37 nel 2022. Si tratta di un incremento del costo complessivo del +368% nel 2021 e di oltre 5 volte rispetto ai costi sostenuti nel 2020.

## 2. Le proposte di Confindustria contro il caro Energia

Lo scorso 19 gennaio Confindustria ha presentato alcune misure di intervento urgenti al **tavolo interministeriale** convocato dal **Ministro Giorgetti** al Ministero dello Sviluppo Economico. Queste proposte sono **condivise da tutte le Associazioni di Confindustria** presenti al tavolo, che rappresentano **140 mila imprese**, il 10% del Pil italiano (Assistal, Confindustria Ceramica, Federbeton, Assocarta, Assovetro, Assofond, Federacciai, Assomet, Federchimica, Federalimentare, FederlegnoArredo, Federazione Gomma Plastica, Anima, Anfia, Confindustria Energia).

Il pacchetto di misure congiunturali proposto da Confindustria prevede un insieme di **benefici per le imprese di circa 7,5 mld di euro con riferimento al 2022**. Si tratta di una richiesta ragionevole considerando che il Governo nell'ultimo anno ha adottato misure con il caro energia per il settore residenziale. Terziario e micro-imprese del valore di circa 3 miliardi di euro a trimestre.

**Sul piano congiunturale** nel mercato gas si propongono sia un intervento straordinario sulla produzione nazionale di gas naturale, sia interventi di rafforzamento di strumenti già adottati dalla regolamentazione del settore quali i servizi *demand-side management*, interventi sulle 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.

**Il primo e più importante intervento riguarda l'incremento della produzione nazionale di gas di circa 3 miliardi di mc/anno**, risorsa fondamentale per i processi di trasformazione industriale. La misura richiesta produce effetti sia sul piano congiunturale che strutturale con un **beneficio per le imprese di circa 1,5 mld per il 2022**:

- Sul piano strutturale si prevede l'incremento della produzione nazionale di gas naturale con una cessione ai clienti industriali "gasivori" attraverso un contratto a lungo termine per la durata decennale, 2023-2032, a prezzi di 16/20 c€/Smc. I destinatari della misura sono identificati tra i soggetti "gasivori" a rischio delocalizzazione secondo i criteri della normativa UE e che offrono servizi di per la sicurezza del dispacciamento gas;
- Sul piano congiunturale la misura è accompagnata per l'anno 2022 dalla anticipazione dei benefici ai soggetti industriali che si impegnano a sottoscrivere l'impegno di ritirare il gas a lungo termine di cui al punto precedente, attraverso l'anticipazione di un primo beneficio (circa 20 c€/Smc) con la cessione di 3 mld di metri cubi a prezzi indicizzati al valore del gas dei prossimi anni (i.e 2023/2024 *forward*). La misura è finanziaria ed il costo complessivo è di circa 1,5 miliardi su base annuale. La copertura della misura può essere adottata o attraverso la fiscalità generale o attraverso le componenti

parafiscali della bolletta elettrica con un impatto in termini aumento pari all'1,8% su base annuale.

La **seconda 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. La richiesta di aumento della remunerazione può essere adottata da ARERA in analogia a quanto ha predisposto l'Autorità francese per il settore elettrico, soprattutto considerando il forte aumento del valore del servizio in relazione alle aumentate criticità di approvvigionamento che il sistema nazionale sta riscontrando, e che ha portato nella prima metà di gennaio ad un forte aumento dello spread tra mercato nazionale e piattaforma europea (spread PSV-TTF). **Benefici per le imprese di circa 60 mln/euro anno incrementali;**

La **terza 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>)**, c.d. Decreto "Gasivori", relativo all'attuazione dell'articolo 21 della Legge Europea del 2017. Si richiede di estendere le agevolazioni del decreto "gasivori" con un abbattimento del 95% sia dell'imposta nazionale che regionale sul consumo di gas naturale. **Costo incrementale della misura 260 mln/euro.**

**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.

**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 2021 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. Si segnala il ritorno verso una condizione di rilevante differenza tra il prezzo nazionale ed europeo, con un forte aumento dello spread PSV-TTF nelle ultime settimane.

È necessario rivedere con apposito indirizzo sulla sicurezza geopolitica del Paese una progressiva diversificazione delle direttrici di approvvigionamento gas del Paese: raddoppio TAP, importazioni Algeria e partecipazione allo sfruttamento delle nuove disponibilità di gas del Mediterraneo.

Come abbiamo visto nel mercato elettrico stiamo assistendo ad una *escalation* senza precedenti dei prezzi. L'effetto è dovuto 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.

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

**Prevedere l'estensione del perimetro di agevolazione sugli oneri di sistema del**

**settore elettrico per impegni superiori ai 16,5 KW di potenza (ex decreto 27/9/21 n. 130). Benefici della misura della misura 1.300 mln/euro su base annuale.**

Tra le misure ad efficacia immediata è possibile da subito intervenire attraverso indirizzi specifici al GSE per la **cessione di energia rinnovabile elettrica “consegnata al GSE” per un quantitativo di circa 25TWh e trasferita ai settori industriali a rischio chiusura ad un prezzo di 50 €/Mwh**. Questo comporterebbe un risparmio potenziale rispetto ai prezzi attuali di circa 3 mld per le imprese senza oneri a carico dello stato. **Valore della misura per le imprese 3.000 mln/euro anno.**

Un **incremento delle agevolazioni per i settori “energivori” con riferimento alle componenti parafiscali della bolletta elettrica** (D.M. 21 dicembre 2017 ex COM 200/2014/UE). 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. La richiesta prevede di intervenire sulle due tipologie di agevolazione attualmente calcolate con aliquote differenziate in relazione al rapporto “Costo Energia/Valore Aggiunto” e “Costo Energia/Fatturato” portando le aliquote di agevolazione previste dalle disposizioni comunitarie ai livelli massimi consentiti ovvero: per gli impianti industriali che hanno un rapporto “Costo Energia/Valore Aggiunto” superiore al 20% un contributo massimo richiesto pari allo 0,5% del Valore Aggiunto; per gli impianti industriali che hanno un rapporto “Costo Energia/Fatturato” superiore al 2% un contributo massimo richiesto pari allo 15% del valore della componente ASOS. **Costo**

**incrementale della misura 700 mln/euro anno.**

La **salvaguardia e il rafforzamento della remunerazione** (giustificato dai più elevati prezzi di mercato e dagli aumentati rischi sistemici conseguenti alla crisi del gas e all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili) 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. **Costo incrementale della misura 130 mln/euro anno.**

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. Non sono ancora state decise le quote per l'anno 2022 per le quali si richiede che il Governo anticipi le disposizioni della nuova Direttiva ETS che prevede la possibilità per gli istati membri di destinare alla copertura dei costi indiretti fino al 25% dei proventi delle aste ETS. La mancata compensazione dei costi indiretti in Italia ha infatti comportato un forte *gap* di competitività rispetto ai principali concorrenti europei come, ad esempio, la Germania che ha destinato alla misura oltre 600 mln di euro. 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>. **Costo incrementale della misura 600 mln/euro anno.**

**Prorogare il regime di “Interconnector Virtuale” in scadenza il 31/12/2026** (ex art 30 L. 09/2009) aggiornando le mercati di riferimento per la valorizzazione dell'import virtuale a tutti i Paesi comunitari, in modo tale da consentire ai settori elettro-intensive di poter disporre di capacità di approvvigionamento ai prezzi più economici degli altri mercati UE. **Il beneficio incrementale della misura per le imprese dipende dal mercato di riferimento.**

**Sul piano strutturale** nel settore elettrico 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.**

### 3. Prime Valutazioni nel DL “Sostegni ter” – tema energia

Nel Decreto-legge n.4 del 27 gennaio 2022 “Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonche' per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico. (pubblicato in G.U

del 27 gennaio u.s.), in tema di caro energia, sembra emergere che le misure prese in considerazione dal Governo sono congiunturali e non strutturali: **piccoli interventi spot senza una visione di lungo termine, totalmente insufficienti** a contrastare i fortissimi incrementi di costi che si sono abbattuti sull'industria con gravi conseguenze per la manifattura italiana, per la crescita del sistema Paese e per l'occupazione. **Occorrono, invece, interventi strutturali e di politica industriale, come accaduto in Francia e in Germania.**

Nelle misure proposte non troviamo, infatti, riscontro alle proposte avanzate da Confindustria, riguardanti in particolare: la **cessione della produzione nazionale di gas ai settori industriali** per 10 anni con anticipazione finanziari benefici per anno 2022; la **cessione di energia rinnovabile elettrica “consegnata al GSE”** per un quantitativo di circa 25TWh e trasferita ai settori industriali a rischio chiusura ad un prezzo di 50 €/Mwh; l'incremento **delle agevolazioni per i settori “energivori” con riferimento alle componenti parafiscali della bolletta elettrica** (D.M. 21 dicembre 2017 ex COM 200/2014/UE).

**La criticità principale delle misure riguarda il reiterarsi di un approccio temporaneo alla soluzione del problema e l'incapacità del Governo di intervenire in modo strutturale sulla componente energia - come, ad esempio, il Governo francese ha fatto in modo concreto – e che Confindustria aveva richiesto con le misure sulla produzione nazionale gas e la produzione di energia elettrica rinnovabile nella disponibilità del GSE.**

È prevista invece l'estensione del perimetro di agevolazione sugli oneri di sistema del **settore elettrico per impegni superiori ai 16,5 KW di potenza. In ogni caso la misura**

è positiva e corregge la precedente esclusione dal perimetro dei beneficiari delle PMI non energivore.

Si evidenzia, inoltre, un prelievo sull'“extraprofitto” degli impianti a fonti rinnovabili (misura che non rientrava nelle nostre proposte in quanto rischia di essere del tutto inapplicabile a causa dei numerosi ricorsi che sicuramente saranno adottati).

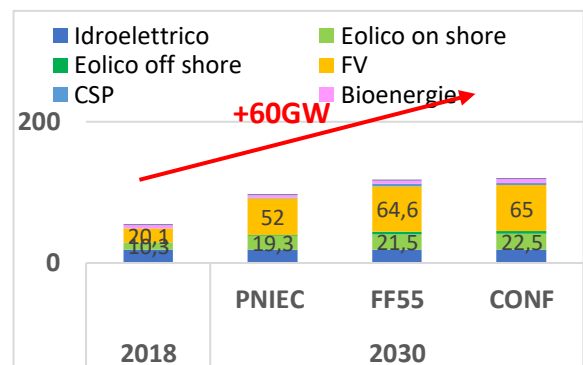
Segnaliamo inoltre la presenza di un **ipotetico art. 17 riferito ai SAD** (sussidi ambientalmente dannosi) per il quale fa presente che il Governo in precedenza ha inserito (si veda presso il MITE il catalogo dei SAD) circa 5,1 Mld di agevolazioni e altre misure di regressività sulle componenti fiscali parafiscali di acquisto di commodities (derivati petroliferi) e vettori energetici (elettricità). Riteniamo importante evitare interventi su queste componenti da parte del Governo – come rappresentato in sede di audizione nel 2020 con il Ministero dell'Ambiente allora Min. Costa – che si tradurrebbero immediatamente in aumento dei costi energetici per le imprese.

Infine, sul **piano economico redistributivo**, vale la pena di segnalare che rispetto alle precedenti misure il valore incrementale è finanziato con una anticipazione di circa 1,3 miliardi (gettito complessivo previsto per il 2022 di 2,6 Mld) di fondi che saranno versati dalle imprese per acquistare i diritti ad emettere CO<sub>2</sub>. Si segnala che con il nuovo pacchetto “FIT for 55%” i proventi delle aste CO<sub>2</sub> dovrebbero essere utilizzate per promuovere investimenti in misure di mitigazione ambientale (inclusi gli investimenti per la decarbonizzazione dei processi industriali) e fino al 25% dell'ammontare per compensare i settori energivori a rischio delocalizzazione dai costi indiretti della CO<sub>2</sub> (abbattimento della componente di costo CO<sub>2</sub> del costo di acquisto dell'energia elettrica).

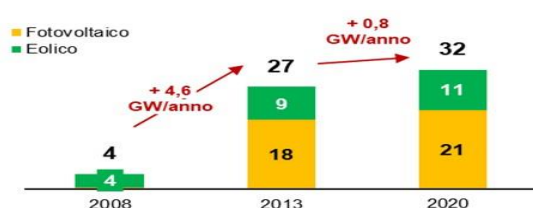
#### 4. Le sfide da affrontare per sviluppare le Fer elettriche

Il Green Deal richiede una revisione profonda delle politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea per ottenere la diminuzione delle emissioni del 55% di riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell'obiettivo di riduzione del 40% già fissato dal Clean Energy Package (CEP).

Secondo le stime Confindustria-RSE per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 sarà necessario promuovere la realizzazione di **nuovi impianti eolici e fotovoltaici** per almeno **60 GW**.



Il trend di crescita delle rinnovabili negli ultimi anni ha subito un forte rallentamento con **incrementi annui** di capacità installata **inferiori a 1 GW/anno**, tendenza che dovrà essere radicalmente trasformata per il raggiungimento degli obiettivi al 2030: per raggiungere i nuovi target RES sono, infatti, necessari tassi di crescita di circa 6 GW/anno.



Si evidenzia, infatti, che i **risultati delle aste GSE non sono coerenti** in termini di **nuova capacità assegnata** con gli obiettivi 2030 e, inoltre, non evidenziano **la forte riduzione dei costi di realizzazione** di queste fonti riscontrata negli altri Paesi sia nel panorama europeo che mondiale.

In Italia le procedure per lo sviluppo delle fonti rinnovabile elettriche definite nell'ambito del DM 4 luglio 2019, hanno prodotto evidenze di costi che non hanno seguito il trend europeo, a causa delle difficoltà riscontrate dagli operatori nell'ottenimento delle autorizzazioni, facendo emergere due criticità: da un lato il concreto rischio di non raggiungere gli obiettivi climatici previsti dal PNIEC al 2030 e, dall'altro, un maggiore costo per gli impianti da fonti rinnovabile che il Paese riesce ad installare.

Per sbloccare la situazione Confindustria ritiene prioritario garantire quanto prima la piena operatività della nuova Commissione tecnica VIA per i progetti PNRR-PNIEC, prevista dall'art. 17 del DL n. 77 del 2021. Tale Organo, infatti, è chiamato al delicato compito di svolgere le procedure di valutazione ambientale di competenza statale dei progetti compresi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), di quelli finanziati a valere sul fondo complementare nonché dei progetti attuativi del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. L'auspicio, pertanto, è che la costituenda Commissione PNIEC – PNRR possa dare una spinta decisiva e maggiormente performante alle procedure di VIA.

In particolare, il Capo IV del DL n. 77 del 2021, come successivamente modificato e aggiornato, è riferito all'Accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili e prevede semplificazioni per le aree di installazione degli impianti (art. 30) e in materia di produzione di energia elettrica comprese le

attività di repowering (art. 32). Gli interventi di semplificazione hanno anche riguardato singole tecnologie, sono infatti presenti interventi per gli impianti di accumulo e fotovoltaici (art. 31), nonché di biogas e di biometano (art. 31-bis) e di produzione e pompaggio idroelettrico (art. 31-quater) compresi gli impianti idroelettrici di piccole dimensioni (art. 32-bis).

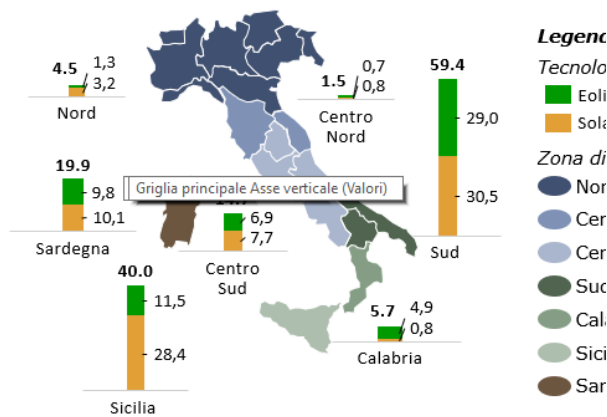
I suddetti interventi, facendo seguito a quanto previsto anche dal DL n. 76 del 2020 (Capo III), hanno iniziato ad abilitare una maggiore partecipazione alle aste di incentivazione previste dal cosiddetto DM FER del 4 luglio 2019 – nell'ambito del sesto bando del GSE è stato assegnato il contingente più alto dall'inizio del procedimento – ma, come già accennato, non appaiono del tutto sufficienti a promuovere la transizione energetica – circa il 71% del contingente ad asta nei primi sei bandi risulta al momento non assegnato. La scarsità delle autorizzazioni per gli impianti rinnovabili determina, oltre all'accumularsi di un ritardo nel raggiungimento degli obiettivi assunti in sede comunitaria nell'ambito del *Green Deal*, ma anche l'assegnazione di incentivi alla tariffa massima applicabile (base d'asta) con impatti negativi sugli oneri di sistema pagati dai consumatori in bolletta.

L'auspicio, pertanto, è che ulteriori semplificazioni, congiuntamente al lavoro della costituenda Commissione PNIEC – PNRR, permettano lo sviluppo degli investimenti necessari alla attuazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), stimabili per le sole rinnovabili elettriche in circa 70 Mld€ cumulati nei prossimi 10 anni.

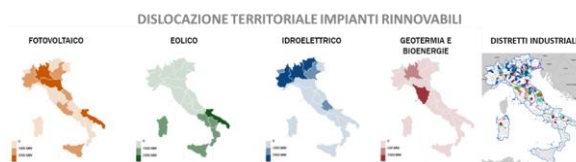
**Risolto il problema del *permitting* - come detto ad oggi il problema principale per l'ulteriore diffusione delle rinnovabili - sarà necessario che venga garantita la**

### flessibilità/sicurezza del nuovo sistema elettrico a costi accettabili.

Secondo quanto riferisce Terna, in Italia c'è un **boom di richieste di connessione** in alta tensione per **nuovi impianti da fonti rinnovabili** e un **interesse crescente per l'eolico offshore**: domande per **oltre 125 GW (al 31 luglio 2021)**, che consentirebbero al nostro paese di completare con successo la **transizione energetica** prevista dal Piano nazionale su energia e clima al 2030.



Si segnala però una totale mancanza di coerenza tra la pianificazione del PNIEC e la distribuzione delle richieste di connessione. Il PNIEC prevedeva infatti che dei 30 GW aggiuntivi da realizzare al 2030, circa 15 GW dovessero essere al Nord, per essere vicini ai centri di consumo, Terna registra invece richieste per soli 3 GW al Nord e 44 GW al sud e nelle isole. **Sviluppare capacità in eccesso a sud, vista la concentrazione della domanda industriale al nord del Paese, rischia di comportare la necessità di tagliare (curtailment) l'energia in eccesso da FER, con conseguenti costi a discapito del sistema elettrico.**



Confindustria ritiene che **le nuove aste FER dovrebbero essere strutturate su base locational, differendo non solo per tecnologia ma anche per prezzo base d'asta** (al Nord Italia la disponibilità di risorsa solare è inferiore rispetto al Sud).

In un'ottica di evitare distorsioni e di assicurare un rapporto costi/benefici ottimale per il sistema elettrico, al Sud Italia si presume una maggiore esigenza di storage, sia stand alone sia combinato alle RES, da utilizzare per il *time shifting* e per i servizi di rete (il PNIEC aveva previsto 6 GW di storage centralizzato di cui il 50% da pompaggio e 4,5 GW storage distribuito).

In sintesi, Confindustria ritiene che al fine di preservare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza ed adeguatezza, si dovranno superare le seguenti difficoltà:

- ✓ Assicurare che il processo del *permitting* sia più efficiente, consentendo la realizzazione di nuovi progetti FER, in tempi e costi adeguati (*conditio sine qua non* per il nuovo disegno di mercato);
- ✓ garantire aste efficaci ed efficienti per dare il giusto *boost* allo sviluppo di FER e di risorse flessibili. Per far ciò è importante che le aste siano ridisegnate in modo che siano:
  - competitive e *cost-reflective* delle tecnologie;
  - indirizzate in coerenza con i fabbisogni effettivi della rete e con quanto prospettato nel PNIEC (a.e. con la definizione di contingenti zionali e con segnali di prezzo locazionali per garantire investimenti efficaci);
- ✓ Sviluppare progressivamente nuovi mercati (piattaforma PPA e mercato *time-shift*) che consentano di valorizzare opportunamente la flessibilità e di salvaguardare un *procurement* di energia competitiva, limitando gli effetti distorsivi delle

risorse marginali sui prezzi dell'energia elettrica (a.e. MGP);

✓ Implementare strumenti di monitoraggio per adeguare il modello in funzione dell'effettivo sviluppo delle risorse e dei mercati al fine di evitarne il fallimento.

## 5. Il rischio blackout in Europa e in Italia passa dal gas naturale

Il Comitato parlamentare per la sicurezza della Repubblica (*Copasir*) ha approvato la Relazione sulla sicurezza energetica - frutto di una indagine conoscitiva attivata lo scorso settembre - in cui si legge che l'impennata dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale espone l'Europa al rischio di blackout energetici. Il timore del Comitato è che in un sistema di approvvigionamento energetico estremamente interconnesso come quello europeo, lo spegnimento di una singola centrale – ad esempio per mancanza di carburante – possa generare una reazione a catena in vari Stati membri.

Effettivamente ad oggi diverse preoccupazioni possono far presagire uno scenario di questo tipo sia dal punto di vista meteorologico che geopolitico.

Sul fronte climatico si registra l'arrivo in Grecia del cosiddetto Burian - un freddo vento che durante l'inverno spirava dalla Siberia – e che rischia di procedere nella prima parte di febbraio anche in Italia, portando ondate gelide (come avvenuto nel 1996, 2006, 2012 e 2018) ed elevata ventosità che rende complesso l'attracco delle navi che trasportano GNL ai terminali di rigassificazione. Un inverno molto rigido determinerebbe un incremento dei livelli di consumo di gas naturale in Europa, sostenendo i prezzi e mettendo a dura prova la sufficienza delle risorse riposte negli

stoccaggi che al 24 gennaio 2022 erano pieni al 41,6% secondo i dati di *Gas Infrastructure Europe* (l'Italia è sopra la media EU per gas in stoccaggio alla stessa data con un livello pari al 52,7%).

A questo punto risulta necessario ripercorrere quanto accaduto nel febbraio 2012, quando durante un periodo di clima estremamente freddo in tutta la Russia e in gran parte dell'Europa, Gazprom non era riuscita a fornire tutto il gas richiesto dai suoi clienti in Paesi che vanno dalla Polonia nel nord all'Italia e dalla Grecia nel sud dell'Europa. Questa situazione ha portato a preoccupazioni per una carenza di gas e ha causato un picco dei prezzi del gas in tutti i principali hub del continente e nel Regno Unito. La crisi di approvvigionamento non era stata causata da alcun deficit di produzione in Russia, ma da una combinazione di stoccaggio inadeguato a disposizione di Gazprom, ritiro di gas in eccesso da parte dell'Ucraina e in particolare da considerazioni politiche in Russia in vista delle elezioni presidenziali di inizio marzo. In quel caso i prezzi dei mercati hanno mostrato una reazione logica ai cambiamenti quotidiani della domanda e dell'offerta. Sebbene questa reazione abbia portato a prezzi nettamente più alti a breve termine, gli operatori erano stati in grado di arbitrare uno squilibrio a breve termine tra domanda e offerta.

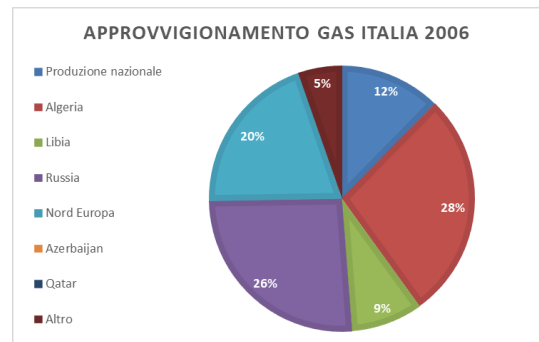
Dal punto di vista geopolitico, non si può non considerare l'attuale tensione tra Stati Uniti e Russia nella crisi in atto al confine orientale dell'Ucraina, nodo per altro oggi cruciale per il nostro approvvigionamento di gas naturale (la situazione potrebbe cambiare). Da un lato gli Stati Uniti stanno valutando il dislocamento di truppe nel Baltico, dall'altro la Russia – dopo aver stanziato forze militari al confine ucraino - ha avviato esercitazioni di unità corazzate nella regione della Crimea, annessa nel 2014. Su tale fronte i governi

coinvolti, compresa l'Unione Europea, stanno intensificando gli sforzi per trovare una soluzione diplomatica alla crisi.

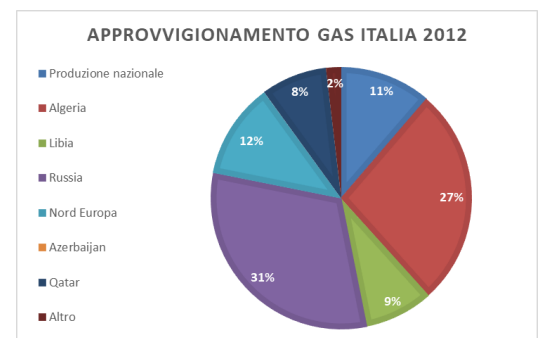
Nelle precedenti crisi tra Russia e Ucraina, nel 2006 e nel 2009, numerosi paesi europei registrarono una forte diminuzione nelle forniture di gas e furono costretti a intaccare le proprie riserve. In particolare, la crisi del gennaio 2006 tra Russia e Ucraina si scatenò a causa di un consistente aumento del prezzo del gas a seguito del passaggio da una fornitura a prezzo di favore (circa 50 dollari ogni 1000 metri cubi) ad una economia di mercato (con la richiesta da parte della Russia di 230 dollari per migliaio di metri cubi). A seguito del rifiuto ucraino, il primo gennaio 2006 la società Gazprom annunciò l'interruzione delle forniture per l'Ucraina, prevedendo però che ciò non avrebbe comportato riduzioni delle forniture per l'Europa che all'epoca importava attraverso la rotta Ucraina circa il 25% del gas ottenuto dall'estero (pari a quasi l'80% delle importazioni dalla Russia). Subito dopo questa "chiusura dei rubinetti" le forniture di gas in Europa subirono però un brusco calo: ad esempio, la società del gas ungherese aveva notato una riduzione della pressione del 25% mentre in Italia, l'ENI aveva registrato un calo sensibile nelle importazioni dalla Russia attraverso l'Ucraina, di circa il 24%, con il Governo che affermò di avere scorte di gas naturale sufficienti per 15 giorni di interruzione. All'epoca i Paesi consumatori sopperirono alla carenza di gas utilizzando le proprie riserve di petrolio, allora unica alternativa al gas per la produzione di energia, con un conseguente aumento del prezzo della commodity che tornò ai livelli standard del periodo solo dopo la conclusione del periodo di crisi diplomatica il 4 gennaio 2006.

Rispetto alle crisi energetiche del 2006, 2009 e 2012 l'Italia si trova oggi in un contesto

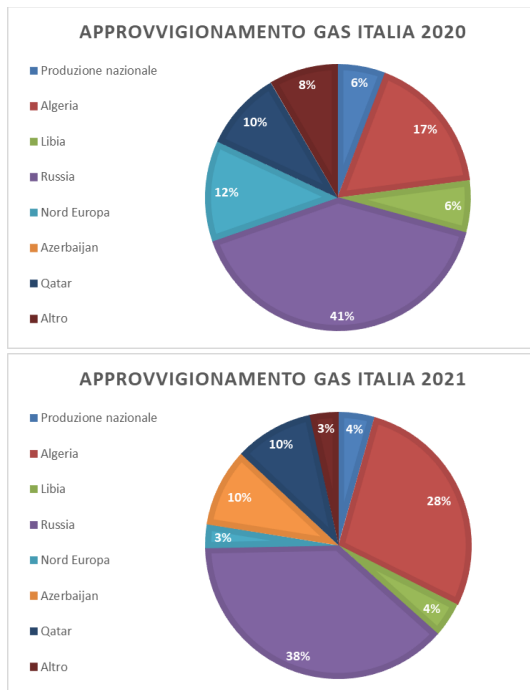
profondamente più sbilanciato verso le forniture russe. Nel 2006 l'Algeria rappresentava il primo fornitore di gas per l'Italia con una quota del 28%, seguito dalla Russia al 26% e dal Nord Europa al 20%. Una quota considerevole di gas derivava inoltre dalla produzione nazionale, pari a circa il 12% dell'approvvigionamento complessivo.



Il 2012 è stato il primo anno in cui l'Algeria ha perso il primato delle forniture di gas in Italia ma ancora rappresentava il 27% del totale mentre la Russia aveva raggiunto un peso del 31%. Si erano ridotte anche le quote di gas provenienti dal Nord Europa, arrivate al 12% del totale, mentre stabili risultavano i livelli dalla Libia e dalla produzione nazionale.



Da allora le forniture russe hanno incrementato notevolmente la propria quota di mercato, arrivando nel 2020 a rappresentare il 41% dell'intero approvvigionamento di gas in Italia, quota ridottasi al 38% nel 2021 grazie alle forniture dall'Azerbaijan attraverso il TAP.



Come riportato dalla Relazione del Copasir, riteniamo che l'Italia dovrebbe realizzare un piano di sicurezza nazionale mirato al perseguimento di una adeguata autonomia tecnologica e produttiva del Paese nel settore energetico, rafforzando le filiere nazionali di industria e ricerca, in collaborazione con i partner europei e occidentali, in considerazione della collocazione geopolitica dell'Italia.

Sosteniamo pertanto con forza la proposta del Comitato Parlamentare di valutare l'ipotesi di incrementare estrazione gas da giacimenti italiani riducendo allo stesso tempo gli acquisti dall'estero in modo da mantenere costante il volume dei consumi. L'impatto sui prezzi sarebbe al ribasso, perché la nuova offerta di origine nazionale permetterebbe di ridurre le tensioni di mercato, e anche l'effetto per l'ambiente sarebbe positivo, perché si ridurrebbero le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte nel trasporto dalla commodity importata. I prezzi energetici - in particolare del gas - seppur destinati a diminuire con l'arrivo della primavera 2022,

non torneranno a livelli pre-pandemia quest'anno.

Confindustria ritiene che il gas naturale rappresenti una risorsa irrinunciabile nel breve-medio termine in attesa che possa completarsi la transizione energetica. La possibilità di concedere nuove trivellazioni sul territorio nazionale è attualmente osteggiata da valutazioni di carattere politico, nonostante sia solidamente fondata ed efficace dal punto di vista tecnico.

## 6. Piano d'azione sull'idrogeno: Focus tecnologie industriali

Il 17 gennaio 2022 Confindustria in collaborazione con ENEA ha presentato l'approfondimento relativo allo stato di **sviluppo e diffusione delle tecnologie per l'idrogeno nel panorama industriale nazionale**, finalizzato ad agevolare la condivisione delle informazioni e favorire lo sviluppo ed il coordinamento di iniziative, anche attraverso una serie di **incontri tematici** con i diversi esponenti e rappresentanti dei settori industriali. I risultati del lavoro svolto forniscono una positiva valutazione del potenziale nazionale di penetrazione/diffusione dell'utilizzo dell'idrogeno nei differenti settori industriali e propongono una interessante mappatura dei **potenziali Off-Takers Industriali**. Le differenze maggiori tra i settori di utilizzo riguardano, oltre che l'entità dei potenziali consumi annui di idrogeno, **il grado di readiness tecnologica e commerciale** relativa all'impiego dell'idrogeno nelle diverse filiere industriali.

Alcuni settori risultano pronti in quanto l'idrogeno è già convenzionalmente e ampiamente utilizzato nei rispettivi processi produttivi (raffineria, petrolchimica, chimica,

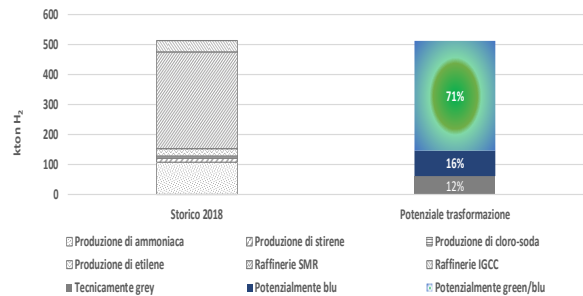
siderurgia, metalli non ferrosi), altri presentano una situazione pre-commerciale adattabile all'impiego dell'idrogeno (p.es. settore termico/caldaie residenziali), così come altri richiedono un ulteriore sviluppo tecnologico, seppure presentino un alto potenziale di utilizzo di idrogeno (carta, ceramica, vetro, cemento, mobilità e logistica).

Secondo i dati del 2018 si sono prodotte e consumate 514 kton di idrogeno nei settori chimico/petrochimico e della raffinazione. Prevalentemente l'idrogeno prodotto è di tipologia grigia e la produzione avviene tipicamente in loco in grandi impianti di *steam reforming* del gas naturale e alimenta direttamente i processi. Nel rapporto è stata effettuata una stima del potenziale di trasformazione dei processi di produzione di idrogeno attualmente in uso in processi maggiormente sostenibili come l'implementazione dell'elettrolisi (idrogeno verde) o del *reforming* con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> (idrogeno blu).

Il potenziale di trasformazione, sostituendo l'elettrolisi ai processi attualmente utilizzati, può essere stimato in 366 kton/anno di idrogeno (pari al 71 % della produzione complessiva). Tale stima considera di sostituire l'idrogeno attualmente prodotto con il processo SMR nel settore della raffinazione, al quale si aggiunge il quantitativo prodotto per la produzione dell'ammoniaca, al netto della quota parte che prevede l'utilizzo della CO<sub>2</sub>, e le 8 kton/anno del processo cloro-soda. Tale trasformazione porterebbe ad una diminuzione di 3,44 Mt di CO<sub>2</sub> non più emesse. In tali condizioni, **ipotizzando un esercizio degli elettrolizzatori per 2.000 h/anno** (considerando il fattore di capacità degli impianti rinnovabili) la taglia complessiva degli **elettrolizzatori** dovrebbe essere di circa **11 GWe**, che **diminuiscono a**

**circa 2,7 GWe qualora l'esercizio dell'elettrolizzatore fosse esteso a 8.000 h/anno.**

### Produzione di H<sub>2</sub> nel settore petrolchimico e della raffinazione al 2018 e potenziale di trasformazione

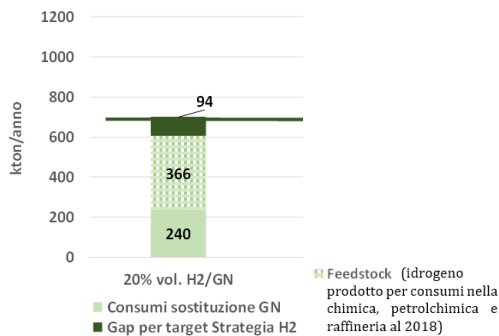


Oltre alla trasformazione degli attuali impieghi dell'idrogeno lo studio ha analizzato i potenziali di decarbonizzazione dei settori di utilizzo finale che attualmente utilizzano altre commodity di origine fossile, in particolare il gas naturale. I settori con maggiori potenziali consumi di idrogeno sono i seguenti: carta, siderurgia, chimica, ceramica, cemento e vetro.

Per ottenere un **blending del 20 % di idrogeno nel gas naturale consumato dai settori industriali manifatturieri si avrebbe bisogno di circa 240 kton/anno**, corrispondenti a una **capacità di elettrolisi di 7,2 GWe ipotizzando un esercizio degli elettrolizzatori per 2.000 h/anno**, che **scende a 0,5 GWe qualora l'esercizio dell'elettrolizzatore fosse esteso a 8.000 h/anno.**

Sommando quindi il quantitativo potenzialmente in blending con il potenziale di trasformazione delle circa 366 kton/anno di idrogeno attualmente consumato in verde o blu, si arriva ad una quasi copertura dei **700 kton/anno di domanda di idrogeno al 2030 previsti dal MiSE nelle sue Linee Guida.**

### Potenziale domanda di idrogeno nei settori industriali 2030



Per tale produzione di idrogeno servirebbe una complessiva **capacità di elettrolisi di 18,2 GWe** se collegata ad impianti rinnovabili dedicati (2.000 ore/a di utilizzo) che scendono a **3,2 GWe se si sfrutta l'energia elettrica dalla rete** (8.000 ore/a di utilizzo). In sintesi **l'obiettivo di capacità di elettrolisi previsto dalle Linee Guida del Mise, pari a 5 GWe, può essere considerato sufficiente a soddisfare la domanda di idrogeno prevista al 2030 dalle stesse Linee Guida (700 kton/a) solo se sarà possibile utilizzare gli elettrolizzatori per un elevato numero di ore, sfruttando oltre agli impianti dedicati, anche l'overgeneration delle rinnovabili, e sarà abilitando l'idrogeno blu attraverso la Cattura e Stoccaggio della CO<sub>2</sub>.**

In questo contesto i singoli settori potrebbero beneficiare di un costo evitato relativo al mancato conferimento delle quote ETS di CO<sub>2</sub> da 2 M€ a 41 M€ all'anno a seconda del settore considerato. Inoltre, l'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno nei vari settori analizzati potrebbe comportare un contenimento dal 2 % al 8 % delle emissioni ETS complessive al 2019 per ciascun settore. Lo studio riporta alcuni suggerimenti e raccomandazioni, destinati ai decisori ed ai policy maker, sulle misure da adottare per favorire la diffusione delle tecnologie legate all'idrogeno.

Da ultimo, se da un lato si è cercato di dare una risposta alla valutazione sul territorio nazionale della domanda potenziale di

idrogeno in ambito industriale, rimane da sciogliere il quesito relativo a **come potrà essere soddisfatta tale domanda in termini di produzione necessaria e di contr**

investendo trasporto, distribuzione sul territorio. L'ambito in questione rappresenta un importante tema di riflessione, discussione e confronto che richiederà la partecipazione attiva di tutti i soggetti a vario titolo e livello coinvolti e interessati.

Dal punto di vista dell'utilizzatore finale, l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico nei vari settori impatta sia in termini di costi di investimento legati al cambio delle tecnologie impiegate, sia in termini di costi variabili incrementali per l'acquisto dell'idrogeno rispetto al costo del fuel sostituito al netto dei costi specifici di abbattimento per tonnellata di CO<sub>2</sub>.

Settore	Tecnologia	Costo di conversione per la taglia tipica del settore <sup>1</sup>	
		Taglia tipica MW	Costo k€
Alimentare	Caldaia a vapore	20	1.227
	Forno	2	248
Chimica	Caldaia a vapore	20	920
	Forni ad alta temperatura	25	1.156
Produzione/trattamento dei metalli	Forni ad alta temperatura	40	1.982
Carta	Essiccatori	3	307
	Caldaia a vapore	20	1.345
Vetro	Forni ad alta temperatura	25	1.640
Ceramica	Forno Kiln	5	460
Calce	Forno Kiln	15	755
Altri minerali non metallici	Essiccatore rotativo	15	614

Dal punto di vista degli oneri variabili, un costo specifico di acquisto dell'idrogeno che renda economicamente sostenibile la trasformazione dipende fortemente dal prezzo del gas naturale e dal valore delle quote ETS. Considerando un costo evitato delle quote ETS pari a 60 €/tonCO<sub>2</sub> ed un mancato acquisto del gas naturale a quotazioni standard di 30 €/MWh, si può stimare un costo massimo di acquisto dell'idrogeno da parte del soggetto industriale pari a circa 3,7 €/kgH<sub>2</sub>.

Attualmente il prezzo dell'idrogeno green nella letteratura scientifica internazionale è indicato su valori di 10-12 €/kg mentre l'idrogeno blu ha costi di produzione inferiori, stimati nella letteratura scientifica internazionale pari a circa 3 €/kg, ma variabile in funzione del valore del gas naturale.

### **In consultazione il pacchetto per la decarbonizzazione dei mercati del gas e dell'idrogeno**

Il 15 dicembre u.s. la Commissione europea ha pubblicato il c.d. Pacchetto per la decarbonizzazione dei mercati del gas e dell'idrogeno, contenente una proposta di regolamento e una di direttiva (con relativi allegati), volto a ridefinire l'attuale struttura del mercato europeo del gas per favorire l'integrazione del gas rinnovabile e low carbon – incluso l'idrogeno – e garantire mercati interni del gas dell'UE integrati, liquidi e interoperabili.

L'obiettivo chiave del Pacchetto è di facilitare la penetrazione di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio nel sistema energetico comunitario, favorendo così il *phase out* del metano. Le proposte dell'Esecutivo UE, infatti, includono regole volte a facilitare l'accesso di tali gas - incluso l'idrogeno - alla rete esistente: si prevede l'eliminazione delle tariffe intra-EU per gli scambi transfrontalieri (non anche, tuttavia, per il gas naturale); un abbassamento delle tariffe nei punti di iniezione, in particolare, concedendo uno sconto del 75% sulle *entry tariffs*. Inoltre, si prevede la creazione di un sistema di certificazione per i *low carbon gases* e i suoi derivati, applicabile sia alla produzione importata che a quella domestica.

Un'ulteriore priorità del Pacchetto è stabilire un mercato efficiente per l'idrogeno, proponendo misure volte a creare le giuste condizioni per promuovere gli investimenti e consentire lo sviluppo di infrastrutture

dedicate, e delineando regole – che saranno applicate in due fasi (prima e dopo il 2030) - concernenti l'accesso alle infrastrutture, la separazione delle attività di produzione e la fissazione delle tariffe.

Il Pacchetto mira anche ad aumentare la resilienza e la sicurezza dell'approvvigionamento del sistema europeo del gas, estendendo il campo di applicazione del regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas anche a quelli rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, includendo al contempo nuove disposizioni sulla sicurezza informatica e sulla possibilità di istituire uno stoccaggio di gas più efficace e resiliente agli shock futuri, ivi incluse misure da attivare in situazioni di emergenza come forme di approvvigionamento congiunto delle scorte di gas.

L'intero pacchetto è stato messo in consultazione dalla Commissione Europea fino all'11 marzo 2022.

### **7. La tassonomia per la finanza sostenibile: dove siamo arrivati?**

Il regolamento sulla tassonomia dell'UE, entrato in vigore il 12 luglio 2020, ha come obiettivo quello di classificare gli investimenti sostenibili, creando un elenco di quelli che hanno un sostanziale impatto positivo sul clima e sull'ambiente, utile alle imprese e alle società che investono in progetti e attività economiche.

La proposta finale, che inizialmente doveva essere pubblicata entro il 1° gennaio 2021, è stata ritardata anche per l'enorme mole di documenti e interventi sul tema da parte degli stati membri. Si tratta sostanzialmente di una scelta dal forte impatto politico. La Commissione europea ha quindi chiesto ai suoi consulenti di rielaborare le regole sulla

tassonomia. Nella bozza circolata lo scorso anno la Commissione apriva al gas, che entrava nella tassonomia come investimento sostenibile a condizione che le nuove centrali a gas rispettassero una serie di condizioni. Stessa sorte era toccata al nucleare: in un primo momento era stata fornita una risposta positiva per l'inclusione dello stesso nella tassonomia. Tuttavia, nel successivo atto delegato, pubblicato il 21 aprile 2021, la CE sospendeva la questione gas e la questione nucleare, rimandandole ad una decisione separata da prendere successivamente.

Nell'autunno scorso, lo scontro su gas e nucleare è stato al centro del dibattito sulla tassonomia. Alcuni paesi europei, guidati da Francia e Polonia, hanno pubblicato un messaggio congiunto a favore del nucleare, firmato dai ministri dell'Economia e dell'Energia, sui principali quotidiani europei. L'Ecofin del 7 dicembre è andato in quella direzione, come sottolineato dal vicepresidente della Commissione europea Valdis Dombrovskis: "Per il mix energetico del futuro abbiamo bisogno di più rinnovabili ma anche di fonti stabili e la Commissione adotterà una tassonomia che copre anche il nucleare e il gas".

Questa apertura, ha trovato gli ambientalisti profondamente contrari. Inoltre per quanto riguarda il nucleare i toni del dibattito si sono ulteriormente inaspriti. Infatti sull'argomento hanno espresso netta contrarietà anche la Spagna e la Danimarca, mentre Austria e Lussemburgo hanno minacciato di ricorrere alla Corte di giustizia dell'Ue contro l'atto delegato.

Anche l'Italia ha espresso la propria posizione con un documento inviato a Bruxelles, nel quale il Governo italiano esprime forti preoccupazioni sulle disposizioni relative alle attività di gas naturale. L'applicazione dei limiti presenti nella bozza potrebbe, infatti, anche generare

rischi per la stabilità del sistema energetico italiano. Ciò potrebbe essere particolarmente impattante in un momento, come quello attuale, in cui si sta vivendo un forte aumento dei prezzi dell'energia. Pur senza perdere ambizioni, il Governo italiano ritiene essenziale che le soglie siano ragionevolmente coerenti con ciò che le tecnologie attuali possono offrire. La proposta dovrebbe pertanto essere modificata al fine di:

- Riconoscere, almeno fino al 2035, la sostenibilità degli impianti di gas naturale che sono necessari per fornire stabilità del sistema elettrico.
- Per gli impianti nuovi o rinnovati, allineare le soglie dei gas serra in linea con le migliori tecnologie disponibili almeno fino al 2035, prevedendo al contempo un progressivo favoreggiamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> attraverso tecnologie di cattura della CO<sub>2</sub> o aumentando la quota di co-combustione di combustibili gassosi a basse emissioni di carbonio.
- Non discriminare i paesi e gli operatori virtuosi che già si sono impegnati a uscire gradualmente dall'uso del carbone, allentando le condizioni imposte alla sostituzione degli impianti ad alte emissioni.
- Introdurre la possibilità di utilizzare i crediti nella responsabilizzazione delle emissioni della catena di approvvigionamento, secondo i principali standard internazionali.

Anche secondo Confindustria la bozza di atto delegato presenta degli elementi di criticità nella parte riservata al gas. Infatti, i limiti emissivi posti sulla produzione elettrica mediante gas sono eccessivi rispetto alle attuali tecnologie. Inoltre, dal punto di vista di trasformazione strutturale dei mercati elettrici

verso una produzione da fonti rinnovabili è importante sviluppare impianti *peakers* funzionali al bilanciamento in rete dell'energia FER, e non possono esserci investimenti FER in sicurezza senza investimenti per la sicurezza che siano comunque garantiti da produzioni termoelettriche.

Inoltre, e questo è un punto particolarmente delicato, poiché l'atto delegato sulla tassonomia 21021/2139 (climate change) stabilisce criteri riferiti a numerosi settori produttivi, non è condivisibile che l'apertura all'impiego del gas naturale sia circoscritta alla sola produzione di energia elettrica.

In proposito, si sottolinea che nei processi manifatturieri di trasformazione, nei quali è rilevante il fabbisogno di energia termica, il passaggio al gas rappresenta un concreto percorso di riduzione delle emissioni. Non è quindi condivisibile che un'apertura al suo utilizzo debba essere limitata alla sola produzione elettrica.

Infine, poiché nel regolamento generale sulla tassonomia il tema della "sicurezza" viene trattato sotto diversi profili, in una logica di transizione energetica e di riduzione delle emissioni, sarebbe opportuno utilizzare un approccio che promuova l'utilizzo delle riserve nazionali di gas a KM zero.

Prossimo passo vede la Commissione europea adottare il 2 febbraio l'atto delegato che include gas e nucleare nel regolamento sulla Tassonomia.

L'iter è comunque lungo poiché non si tratterà del documento definitivo. Infatti, sarà a quel punto sottoposto all'esame di Parlamento e Consiglio che, a loro volta, avranno quattro mesi di tempo e potranno chiederne altri due di proroga.

Se l'atto delegato riceverà l'appoggio della maggioranza degli Stati membri entrerà in vigore dal 2023. Sia Parlamento che Consiglio potranno opporsi, il primo a

maggioranza semplice (vale a dire con il voto di almeno 353 deputati) e il secondo a maggioranza qualificata (ossia almeno il 72% degli Stati membri che rappresentino almeno il 65% della popolazione UE).

Insomma la strada da percorrere è ancora lunga e per nulla scontato il risultato.

## 8. Pacchetto Fit-for-55: aggiornamento iter europeo e principali criticità secondo Confindustria

**Aggiornamento iter europeo:** con la pubblicazione del *Fit-for-55*, il 14 luglio scorso, si è ufficialmente aperto il processo legislativo sulle singole proposte del pacchetto, che vede coinvolti, in maniera paritetica, Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea (ad eccezione della Direttiva sulla tassazione energetica).

Lato Parlamento europeo, i dossier sono stati attribuiti alle diverse Commissioni Parlamentari di merito: la Commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare (**ENVI**) si sta occupando della riforma del sistema ETS e della Riserva stabilizzatrice del mercato, del CBAM e della revisione degli *standard* CO<sub>2</sub> per automobili e van; la Commissione per l'industria, la ricerca e l'energia (**ITRE**) è impegnata nell'aggiornamento della Direttiva sulle efficienza energetica e la Direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili; mentre la Commissione per i trasporti e il turismo (**TRAN**) si sta dedicando al regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi e alle due iniziative legislative sulla promozione degli *alternative fuels* per aviazione e settore marittimo.

Da un punto di vista operativo, sono iniziate le discussioni di dettaglio in Parlamento europeo in merito al meccanismo di

aggiustamento del carbonio alla frontiera e alle revisioni del sistema ETS e della normativa sugli standard CO<sub>2</sub>, con la presentazione della relazione emendativa da parte dei relatori dei rispettivi file. Per gli altri dossier, invece, prima dell'avvio della fase emendativa e di dibattito, dovremmo ancora attendere la pubblicazione dei rapporti, attesi orientativamente a partire dal mese di febbraio. In prospettiva, il Parlamento ha intenzione di definire il proprio posizionamento sulle diverse proposte nel periodo estivo, con le votazioni in sessione plenaria, per poi iniziare le negoziazioni (triloghi) con il Consiglio in vista della ricerca di un accordo di compromesso.

Lato Consiglio dell'Unione europea, continuano i lavori tecnici dei gruppi di lavoro per definire una posizione comune tra i molteplici interessi degli Stati membri. Sul punto, ci si aspetta un'accelerazione nei primi mesi dell'anno corrente, su impulso dell'appena avviata Presidenza francese, che ha definito prioritario l'avanzamento del *Fit-for-55%*.

In questo quadro, Confindustria ha intensificato l'azione di lobbying e advocacy a livello europeo, promuovendo un dialogo costante con gli uffici degli eurodeputati italiani coinvolti, già concretizzatosi con la presentazione di emendamenti a favore delle istanze del tessuto industriale, in particolare sul CBAM, sulla riserva stabilizzatrice del mercato e sugli standard CO<sub>2</sub> per automobili e van. Confindustria, inoltre, è particolarmente attiva in *BusinessEurope* sia nella definizione delle linee strategiche di *engagement* che nell'elaborazione del posizionamento generale dell'organizzazione. Ha, infatti, fortemente contribuito alla stesura di un ampio *position paper* sulle principali proposte del *Fit-for-55%*, che riprende molte delle osservazioni sollevate dall'industria italiana. Confindustria, infine, continua a sensibilizzare il governo

italiano sulle criticità della decarbonizzazione, intrattenendo uno scambio costante con i diversi livelli dei ministeri nazionali e con la rappresentanza permanente d'Italia presso l'UE.

**Principali criticità:** questi i principali elementi emersi sulle singole proposte di revisione contenute nel Pacchetto *Fit-for-55*  
**A) Proposte della Commissione UE sui meccanismi ETS e CBAM**

Un aumento unilaterale dell'ambizione dell'UE nel quadro internazionale richiede una maggiore protezione dalla rilocalizzazione delle emissioni di carbonio per i settori e i sottosettori esposti alla concorrenza internazionale. La proposta di riforma dell'ETS prevede la graduale eliminazione delle assegnazioni gratuite di EUA man mano che il CBAM viene introdotto: questa proposta, secondo Confindustria, indebolisce la protezione contro la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio (*carbon leakage*) in un momento in cui tale protezione è assolutamente necessaria a causa sia dell'aumento del prezzo del carbonio, sia dei massicci investimenti richiesti in tecnologie a basse emissioni.

Per l'ETS si ritiene che l'assegnazione gratuita non dovrebbe diventare subordinata agli investimenti nell'efficienza energetica per evitare una doppia regolamentazione. L'EU ETS dovrebbe sostenere gli investimenti in tecnologie a basse emissioni di carbonio attraverso meccanismi di finanziamento innovativi. Il sistema ETS dell'UE e il sistema delle Garanzie d'Origine dovrebbero essere collegati e la produzione di idrogeno dovrebbe essere inclusa nel meccanismo delle quote gratuite.

Per quanto concerne il CBAM occorre evitare penalizzazioni sull'esportazione verso Paesi extra-UE; mantenere le attuali misure contro il *carbon leakage* per i settori CBAM; prevedere una esatta correlazione fra il

contenuto di carbonio dei beni importati e prodotti, secondo i metodi utilizzati nel sistema ETS dell'UE, incentivando gli importatori ad utilizzare emissioni verificate; evitare qualsiasi forma di "doppia protezione" attraverso un rigoroso regime di equivalenza sui sistemi di fissazione del prezzo del carbonio sviluppati in altri Paesi; includere le emissioni indirette nel CBAM e tenere in debita considerazione le emissioni dei trasporti.

**B) Proposta di Direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili**  
Confindustria ritiene necessario integrare la proposta con un'accelerazione delle procedure amministrative, prevedendo ad esempio l'obbligo per gli Stati membri di fornire chiare indicazioni a livello nazionale sulle aree ammissibili per l'installazione di impianti green e sulle condizioni che gli investitori devono rispettare, al fine di prevedere una procedura di autorizzazione semplificata in tali aree.

I regimi di sostegno per le energie rinnovabili dovrebbero essere concepiti in modo da non falsare i mercati all'ingrosso ma fornire segnali di prezzo «locazionali» a lungo termine, necessari per promuovere investimenti ad alta intensità di capitale non solo nelle fonti energetiche rinnovabili, ma anche in attività, come i sistemi di stoccaggio. Si sottolinea l'assenza di obiettivi specifici per i gas rinnovabili; la revisione della direttiva potrebbe rendere più esplicita la definizione di idrogeno rinnovabile e più chiari i requisiti in materia di addizionalità e correlazione spaziale e temporale per l'idrogeno prodotto a partire dall'elettricità prelevata dalla rete.

**C) Regolamento della Commissione UE sugli standard di emissioni di CO<sub>2</sub> delle nuove autovetture e veicoli commerciali leggeri**

Secondo Confindustria, il nuovo regolamento non dovrebbe portare indirettamente al divieto di alcuna tecnologia. Le norme sulla

CO<sub>2</sub> potrebbero fornire un impulso fondamentale per l'adozione di energia rinnovabile e a basse emissioni di carbonio nei trasporti. La mobilità elettrica - con elettricità rinnovabile e produzione sostenibile di veicoli e batterie - sarà sicuramente fondamentale per realizzare le ambizioni del Green Deal, ma ci vorranno anni per essere pienamente accettata dai clienti e occorrerà la previsione di un'infrastruttura di ricarica adeguata e proporzionalmente distribuita in tutta l'UE.

**D) Proposta di Direttiva della Commissione UE sull'efficienza energetica**

La proposta di aggiornamento della Direttiva sull'efficienza energetica prevede che a partire dal 1° gennaio 2024 i risparmi energetici derivanti da misure che comportano l'uso diretto di combustibili fossili non saranno più conteggiati ai fini del rispetto degli obblighi di efficienza energetica. Ciò potrebbe portare all'esclusione dal riconoscimento dei TEE degli interventi di efficienza energetica che prevedono l'utilizzo di tecnologie efficienti come la cogenerazione alimentata a gas naturale. Questo aspetto, se confermato, renderebbe molto più difficile per l'UE raggiungere gli obiettivi per il 2030. In effetti, ridurrebbe gli incentivi per gli Stati membri che si affidano al carbone e al petrolio ad adottare misure per allontanarsi da tali combustibili.

**E) Regolamento della Commissione UE relativa al miglioramento delle infrastrutture di rifornimento/ricarica dell'UE**

In linea con il principio della neutralità tecnologica, la pianificazione delle infrastrutture di rifornimento e ricarica dovrebbe essere concepita in modo da promuovere i veicoli che utilizzano carburanti a basse o nulle emissioni *Well-To-Tank* come biocarburanti, gas di origine biologica e rinnovabile, idrogeno e carburanti sintetici,

insieme a – nel breve e medio termine – combustibili gassosi compressi e liquefatti, soprattutto nei trasporti hard to abate. Per quanto riguarda lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici, accogliamo con favore lo sforzo verso una maggiore interoperabilità delle stazioni di ricarica in tutta l'UE, come dimostra la previsione di standard obbligatori di comunicazione sviluppati da organismi ufficiali.

#### **F) Proposta Regolamento sull'uso di carburanti sostenibili nel trasporto aereo**

Confindustria ritiene che l'utilizzo di *Sustainable Aviation Fuels* (SAF), nonostante un attuale basso consumo, sarà fondamentale per raggiungere gli obiettivi climatici anche perché questi prodotti hanno ormai raggiunto un livello di maturità tecnologica che li rende perfettamente compatibili con gli attuali motori aeronautici. Al fine di aumentare la disponibilità di materie prime verdi per il trasporto aereo, suggeriamo di estendere la definizione di SAF a tutti i biocarburanti sostenibili, ad eccezione di quelli considerati ad alto rischio di cambiamento indiretto della superficie (High ILUC).

#### **G) Proposta Regolamento sull'uso di carburanti sostenibili nel trasporto marittimo**

Confindustria sostiene il riconoscimento del GNL come combustibile alternativo e l'affermazione del principio di neutralità tecnologica nella definizione degli obiettivi del regolamento, ma va notato che i parametri di valutazione delle emissioni, contenuti nell'allegato II, pongono il GNL quasi alla pari con i combustibili fossili più inquinanti, minando l'attrattiva degli investimenti in questa tecnologia. Si accoglie con favore l'introduzione dell'obbligo di utilizzare sistemi di approvvigionamento di energia elettrica per le navi che ormeggiano in porto (*cold ironing*), ma chiediamo misure a sostegno dell'adeguamento delle navi.

#### **H) Direttiva del Consiglio che ristruttura il quadro dell'Unione per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità**

Confindustria condivide l'obiettivo generale di ridurre la tassazione per i vettori più virtuosi. Tuttavia, va notato che, in parziale contraddizione con questo principio, il gas naturale e il GNL sono fortemente penalizzati. Rispetto a quanto previsto dalla Direttiva DAFI dove i combustibili gassosi sono identificati come combustibili alternativi, l'approccio della proposta di direttiva, al contrario, invece di promuovere l'uso di questi prodotti, penalizza lo sviluppo delle relative filiere.

Le aliquote d'imposta proposte per il gas naturale possono scoraggiare l'uso di gas rinnovabili.

## Principali novità di settore

### DCO 515/2012/R/ee – Energia Reattiva

Confindustria ha preso parte alla consultazione ARERA 515/2021/R/eel, che illustra i propri orientamenti per completare la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di *energia reattiva* a partire dal 1° luglio 2022 esprimendo la necessità di effettuare approfondite analisi tecniche sulla fenomenologia dei transiti di energia reattiva, al fine di valutare gli impatti su tutti gli attori del sistema elettrico, in primis gli utenti della rete, prima di avviare l'importante aggiornamento tariffario prospettato dall'autorità.

Confindustria ha evidenziato, inoltre, con riferimento agli utenti finali della rete di bassa tensione, che l'aggiornamento dei flussi informativi pur funzionale al calcolo dei corrispettivi per le immissioni di energia reattiva, non è sufficiente in quanto vi sarebbe una disomogeneità tra clienti "con" e "senza" contatori 2G. Tale disomogeneità permanerebbe fino alla conclusione della campagna di *roll-out* per tutti gli operatori, ovvero fino al 2026.

Con riferimento agli utenti della rete connessi in media e alta tensione, dotati di impianti di produzione, l'attuale situazione impiantistica presenta, ad oggi, una limitazione tecnologica che non consente la gestione dinamica della regolazione della reattiva che potrà avvenire solo successivamente in ottica di medio termine. Infatti, solo a seguito dell'installazione del controllore centrale d'impianto (CCI o simili), le cui tempistiche sono già scandite dall'Autorità, sarà possibile abilitare funzionalità evolute di regolazione di tensione e gestione di energia reattiva.

Confindustria ha evidenziato, altresì, le criticità riscontrate da parte delle aziende

appartenenti al settore siderurgico nella realizzazione delle modifiche impiantistiche conseguenti ai nuovi obblighi imposti dalla deliberazione 568/19 in materia di prelievi ed emissioni di energia reattiva. Tali difficoltà, riportate al punto 7.5 parte III del DCO, si protrarranno ulteriormente, soprattutto per quanto riguarda i vincoli sanitari imposti ai Fornitori esteri per lo svolgimento dei sopralluoghi e degli incontri tecnici presso gli impianti, a causa della recrudescenza dell'emergenza sanitaria in atto.

Confindustria ha sottolineato, inoltre, che la scadenza del 1° luglio 2022 per l'entrata in vigore delle evoluzioni per il breve termine rimane molto sfidante per tutti gli operatori coinvolti (DSO, venditori, produttori e utenti in generale) per i seguenti diversi motivi:

- l'entrata in vigore dei nuovi tracciati per lo scambio dati col SII che determina la conseguente necessità per gli operatori di avere un periodo congruo di tempo ad acquisire sufficiente esperienza nell'operare correttamente i nuovi flussi.
- La necessità di tempo per gli approfondimenti tecnici, risorse e competenze necessari per gli interventi sulle reti e gli impianti gestiti dai DSO e dagli Utenti che dovranno essere effettuati per potersi adeguare alle modifiche richieste. Tenendo in considerazione che le analisi congiunte DSO/TSO per l'identificazione degli interventi necessari hanno richiesto mesi per gli operatori delle reti, ragionevolmente si immagina che queste attività richiedano tempistiche ancora maggiori per essere eseguiti da soggetti dimensionalmente molto inferiori quali gli utenti delle reti.

Inoltre, Confindustria ritiene opportuno considerare che la scelta di disporre che i

DSO e Terna intervengano, invece che localmente su alcune aree della rete, su tutta la rete nazionale per prevenire un aumento dei transiti di energia reattiva derivanti dalla maggiore diffusione degli impianti FER connessi in GD col progredire della transizione energetica verso il 2030, prevede degli interventi su un campo talmente ampio che non solo sarebbe molto più impattante da un punto di vista economico per Terna e DSO, ma anche meno mirato (andando a intervenire sui punti dove a oggi non sono rilevate criticità) e quindi potenzialmente meno efficace.

Ciò premesso, Confindustria ritiene quindi che tutte le evoluzioni alla disciplina contemplate nel DCO trovino applicazione contestualmente non prima del 2024, lasciando così agli Operatori un periodo di tempo più congruo per analizzare al meglio i processi di scambio dati con i nuovi tracciati verso il SII, di stabilire con precisione, in concerto con ARERA e Terna, in quali zone sono necessari gli interventi prioritari per il controllo della potenza reattiva e completare tali interventi sulle reti e gli impianti da essi gestiti.

Una possibile soluzione, per il medio termine, potrebbe essere quella di prevedere che i Distributori redigano un piano di azione per la gestione dell'energia reattiva corredato di cronoprogramma degli interventi tecnici prospettati, con priorità di intervento nelle zone considerate più critiche. Tale piano, concordato con Terna sulla base delle necessità tecniche e specifiche dei vari operatori di rete e avallato dall'ARERA, sarebbe utilizzato da quest'ultima per verificarne l'effettiva esecuzione nei tempi e modi previsti dal distributore e conseguentemente valutare se applicare o meno i corrispettivi oggetto del DCO. Soluzione che, peraltro, sarebbe in linea con

l'orientamento espresso ai punti 15.7 e 15.8 del DCO.

Infine, Confindustria ritiene fondamentale esonerare in maniera esplicita i gestori delle Reti Interne di Utente (RIU) dall'applicazione dei corrispettivi previsti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva oggetto del documento in consultazione. L'applicazione dei corrispettivi, oggetto del documento in consultazione, ai gestori di RIU e dei Sistemi di Distribuzione Chiusi comporterebbe l'esazione di corrispettivi associati a scambi di energia reattiva con la rete di trasmissione funzionali a garantire la regolazione di tensione della rete primaria, che non costituiscono quindi un costo aggiuntivo per il sistema elettrico, bensì un importante servizio di regolazione obbligatorio.

#### **Delibera ARERA 541/2021/R/COM**

Con deliberazione 541/2021/R/COM, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il preventivo dei costi, per l'anno 2022, riferito allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di: monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso; monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso; gestione del *coupling* unico infragiornaliero.

Con la medesima deliberazione l'Autorità ha altresì approvato la proposta della misura dei corrispettivi, per l'anno 2022, relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), nonché i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE). In particolare, con riferimento ai suddetti mercati e piattaforme di negoziazione, l'Autorità ha

confermato, anche per l'anno 2022, la misura dei corrispettivi già vigenti per l'anno 2021.

### **Delibere ARERA 637/2021/R/gas e 638/2021/R/eel**

Con le Delibere 637/2021/R/gas e 638/2021/R/eel l'ARERA ha provveduto ad aggiornare, per il trimestre 1° gennaio – 31 marzo 2022, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica e del gas in maggior tutela.

Tali modifiche si sono rese necessarie per il perdurare dello stato di crisi relativo all'elevato costo del gas e conseguentemente dell'energia elettrica.

Tali aumenti, di entità eccezionale, seguono quelli già occorsi nel III e nel IV trimestre 2021, che erano stati in parte mitigati da manovre straordinarie sugli oneri generali di sistema del settore elettrico, resa possibile dallo stanziamento di risorse da parte del Bilancio dello Stato.

Nel primo trimestre 2022 si registrerà un aumento del costo per l'energia elettrica con una variazione della spesa complessiva del 55% rispetto al trimestre precedente. Tale variazione è dovuta, per la parte riguardante la spesa per la materia energia, all'incremento della componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica (+37,3%), cui si aggiunge un incremento della componente PD a copertura dei prezzi di dispacciamento (+3,3%) e della componente PPE per il corrispettivo di perequazione (15%).

Anche per il I trimestre 2022 il Governo, con la legge di Bilancio 2022, ha disposto misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, con lo stanziamento di risorse (pari, per il settore elettrico, in relazione agli oneri generali, a 1,8

miliardi di euro), ulteriori rispetto a quelle già stanziato dal decreto-legge 99/21 e dal decreto-legge 130/21, rispettivamente per il III e IV trimestre 2021. È stato pertanto possibile confermare anche per il I trimestre 2022 il livello delle componenti ASOS e ARIM del IV trimestre 2021, in generale praticamente dimezzato, e con aliquote nulle delle medesime componenti per tutti gli utenti domestici e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW.

Per quanto riguarda il primo trimestre 2022 si registrerà un aumento del prezzo del gas naturale con una variazione della spesa complessiva del +41,8% rispetto al trimestre precedente. La variazione, già applicando la riduzione IVA prevista dai provvedimenti governativi, è determinata dall'incremento della spesa per la materia gas naturale (+41,2%) dovuta all'aumento della componente CMEM, relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale. La legge di Bilancio 2022 ha stanziato anche per il settore gas risorse ulteriori (rispetto a quelle già stanziato per il IV trimestre 2021 dal decreto-legge 130/21) per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi. In particolare, sono stati stanziati 480 milioni, che hanno consentito di confermare, per il I trimestre 2022, l'annullamento, per tutti gli utenti del settore gas, delle aliquote delle componenti tariffarie RE, GS e UG3.

Si ricorda che questo provvedimento del governo era relativo a tutti gli utenti domestici e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW.

Con il Decreto Legge n.4 del 27 gennaio 2022 "Decreto sostegni ter", pubblicato in G.Y. del 27 gennaio 2022, grazie anche all'intensa attività di lobby e interlocuzione portate avanti dai vertici di Confindustria, è stata prevista l'estensione del perimetro di agevolazione

sugli oneri di sistema del settore elettrico per impegni superiori ai 16,5 KW di potenza. La misura è positiva e corregge la precedente esclusione dal perimetro dei beneficiari delle PMI non energivore, anche se purtroppo ancora non risponde alle esigenze del tessuto industriale del Paese ed è lontana dalle necessità urgenti delle imprese.

**Deliberazione ARERA 23 dicembre 2021 614/2021/r/com “Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027: criteri per la determinazione e l’aggiornamento”**

Questa Delibera, che fissa i criteri di determinazione del WACC per il secondo periodo di regolazione, fa seguito ad una consultazione a cui Confindustria ha partecipato. In particolare è stato evidenziato come le infrastrutture energetiche siano la piattaforma abilitante della transizione ecologica e richiedano un ciclo di investimenti straordinario per permettere il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi europei in tema di energia e clima. Attraverso tali investimenti è peraltro possibile contribuire in misura rilevante al rilancio dell’economia del Paese, dal momento che il comparto energetico rappresenta sicuramente una filiera strategica anche per le sinergie che è in grado di attivare. Il WACC regolato rappresenta, quindi, uno dei parametri essenziali al fine di poter attrarre le risorse dei soggetti privati utili alla realizzazione di detti investimenti, a fianco dei capitali privati saranno poi dispiegati fondi pubblici: i programmi Next Generation EU e più in generale gli atti di recepimento del Green Deal hanno infatti previsto finanziamenti dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza fino a 750 mld €, che andranno in parte a sostenere, attraverso meccanismi di accesso agevolato al credito, anche lo

sviluppo delle infrastrutture di rete. In linea generale Confindustria ha sottolineato come l’ARERA, nell’individuare i nuovi criteri di determinazione e aggiornamento del WACC, dovesse tenere presenti alcuni specifici obiettivi, come la stabilità e la certezza del quadro regolatorio, l’adeguatezza del livello di remunerazione dei servizi regolati (tenuto conto dei differenti profili di rischio dei settori interessati), nonché la tutela degli utenti dei servizi stessi. Nel raccomandare all’ARERA di adottare ogni cautela possibile nella fissazione di tali parametri, Confindustria ha sottolineato come i WACC così determinati saranno quelli di riferimento per tutti gli investimenti infrastrutturali nel settore dell’energia da effettuare nei prossimi anni e conseguentemente tali tassi di remunerazione devono permettere di agevolare il raggiungimento dei sempre più sfidanti obiettivi di transizione energetica oltre che di non deprimere gli importanti investimenti nell’ambito delle iniziative di ripresa dell’economia del Paese.

**DM c.d. “Gasivori”**

Il 21 dicembre scorso il Ministro Cingolani ha firmato il decreto recante “Rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale” - cd. DM Gasivori - inquadrando le agevolazioni nell’ambito delle previsioni attuative della direttiva 2003/96/CE.

Il decreto sarà operativo dal 1° aprile 2022 ed è rivolto alle aziende che operano in alcuni settori (elencati nell’allegato allo stesso Decreto Ministeriale), adottano le misure per l’uso efficiente dell’energia in conformità alle disposizioni del decreto legislativo 102/2014 e sono caratterizzate da un consumo medio di gas naturale pari ad almeno 1 GWh/anno. In funzione dell’indice di intensità gasivora

(prezzo medio del gas naturale sul Valore Aggiunto o sul Fatturato di tali imprese) è prevista la rideterminazione degli oneri connessi al finanziamento di misure volte al raggiungimento di obiettivi comuni in materia di decarbonizzazione (componenti REIG e RETIG).

Nello stesso provvedimento è altresì previsto che dal 1° gennaio 2022 le imprese con consumi superiori a 1 milione di Sm<sup>3</sup>/anno di gas per uso non energetico non siano assoggettate al pagamento delle suddette componenti tariffarie RETIG e REIG per i consumi superiori a tale soglia nell'anno solare.

### **Aggiornamento sulla Procedura di Interrompibilità tecnica dei consumi gas dei clienti industriali**

Come riportato nella newsletter del mese di dicembre 2021, il Mite e l'Arera hanno definito le regole del servizio di interruzione gas per il 2022.

In particolare, il Mite ha quantificato in 12 Mln Smc il volume giornaliero da reperire attraverso la procedura, in 12 il numero massimo di giorni di attivazione anche non continuativi e in 4 le volte in cui il servizio può essere attivato durante il periodo. L'Arera ha invece definito i corrispettivi fisso e variabile, il particolare il fisso unitario non può essere superiore a 6 euro/Smc/g ed il variabile non può essere superiore a 195 c€/Smc. Il TSO ha quindi definito la procedura operativa, prevedendo la scadenza per la presentazione delle domande di adesione al 30 dicembre 2021.

Due problemi sono stati riscontrati dalle imprese manifatturiere che volevano aderire al sistema: la prima correlata alle tempistiche e la seconda alla remunerazione del servizio.

Le imprese hanno in particolare espresso la necessità di un tempo supplementare per raccogliere le numerose documentazioni funzionali alla richiesta di adesione al servizio, fra cui, in particolare, l'accettazione da parte del proprio Utente del Bilanciamento (UdB) della partecipazione.

Il TSO ha quindi modificato la procedura operativa, spostando il periodo di potenziale attivazione – ora tra il 17 gennaio 2022 e il 31 marzo 2022 – e prorogando al 7 gennaio 2022 la deadline per la presentazione delle richieste di adesione. Una ulteriore proroga al 14 gennaio era stata fissata per i soggetti che in sede di presentazione della richiesta di adesione avessero trasmesso la richiesta di mandato al proprio UdB.

Dal punto di vista della remunerazione del servizio, i soggetti interessati hanno espresso forti perplessità all'ARERA sull'effettivo esito positivo della procedura di assegnazione. La somma dei due corrispettivi è stata pensata dall'Autorità per coprire il valore aggiunto disperso per via della mancata produzione industriale ma a nostro avviso dovrebbe rappresentare il Value of Lost Load (VOLL) del gas, una misura della disponibilità a pagare dei clienti protetti per non essere interrotti in caso di emergenza. Sono infatti reputati estremamente ridotti sia il limite per il corrispettivo fisso, il quale rappresenta di fatto la disponibilità ad offrire capacità interrompibile da parte del cliente industriale in questa fase congiunturale di crisi, sia il limite per il corrispettivo variabile, che dovrebbe coprire il costo del gas naturale in caso di attivazione.

Vista l'attuale fase di escalation dei prezzi della commodity, il valore del gas naturale in condizioni di scarsità tali da prevedere l'attivazione del servizio nell'ambito del Piano di Emergenza potrebbe infatti essere anche notevolmente superiore al limite fissato per il corrispettivo variabile. Ciò determinerebbe un

rischio per l'impresa partecipante al servizio che dovrebbe coprire il differenziale rispetto al livello raggiunto nel mercato (basti pensare che nel mese di dicembre in condizioni di disponibilità di gas il mercato italiano ha raggiunto 124 c€/Smc).

Non sono stati resi pubblici i risultati della procedura, rappresentanti ai soli partecipanti per la quota aggiudicata, ma le suddette criticità e le continue interlocuzioni con le principali categorie manifatturiere coinvolte ci lasciano supporre un ristretto volume interrompibile assegnato, sia rispetto al limite imposto dal Ministero (12 Mln Smc/g) che rispetto al risultato dello scorso anno (7,8 Mln Smc/g). Si ricorda che nello scorso anno termico il servizio aveva generato benefici per i clienti industriali pari a 42,4 milioni di euro.

#### **Esiti aste interrompibilità elettrica 2022**

A seguito dell'asta annuale, con decorrenza dal 1° gennaio al 31 dicembre, per l'assegnazione del servizio di interrompibilità relativa al 2022, Terna ha assegnato tutti i 500 MW previsti per il Continente, con una remunerazione annua di 50.000 €/MW, e i 32 MW riservati alla Sicilia, con remunerazione di 126.000 €/MW.

I soggetti aggiudicatari sono 53. Tra questi spiccano Consorzio Toscana Energia con 53 MW, Consorzio Tera Energia e Consorzio X-Response con 50 MW ciascuno, Consorzio Geostorage con 45 MW, Consorzio Energy Cloud con 31 MW, Ceramica Interrompibilità con 25 MW e Consorzio Assofond e Consorzio Energy Aggregator con 20 MW ognuno.

I 32 MW Interamente assegnati della Sicilia sono andati a quattro soggetti: a Consorzio di Sicilia sono stati assegnati 27 MW, a Italcementi 3 MW e led e Irritec 1 MW ciascuna. (27 MW a un consorzio).

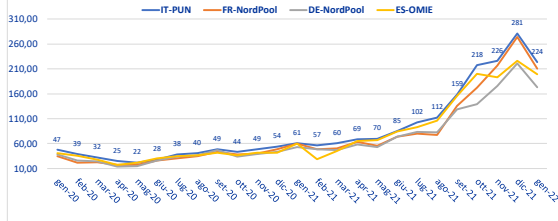
In Sardegna, che aveva a disposizione 225 MW con remunerazione annua di 126.000 €/MW, sono stati infine assegnati solo 8 MW a Consorzio Energy Cloud e Consorzio X-Response (3 MW ognuno), Carbosulcis e Italcementi (1 MW ciascuna).

Report Mercati energetici e Ambientali

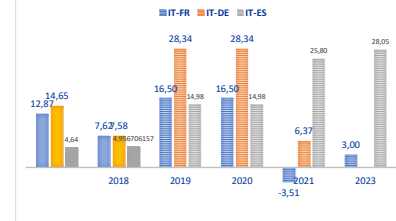
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

Prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Spread Elettrico €/MWh

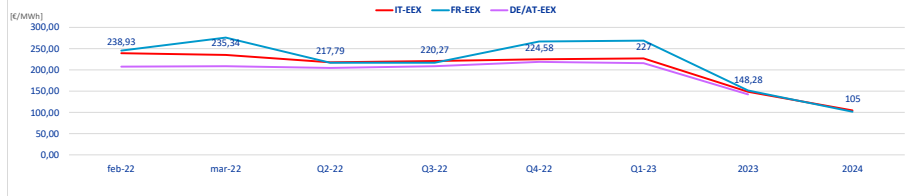


\* quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

\* quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

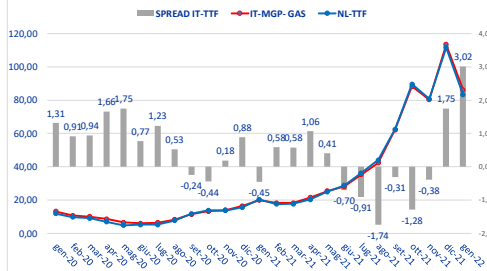
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 27.01.2022

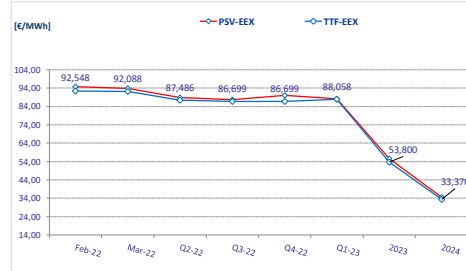


Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh

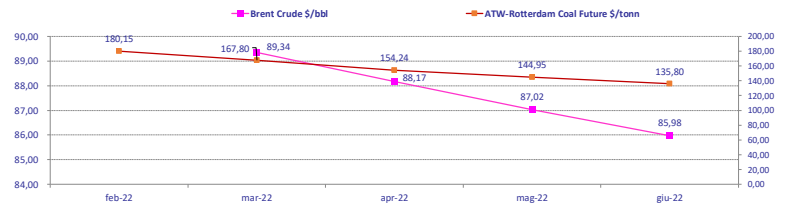


Prezzi futures delle principali borse gas europee al 27.01.2022



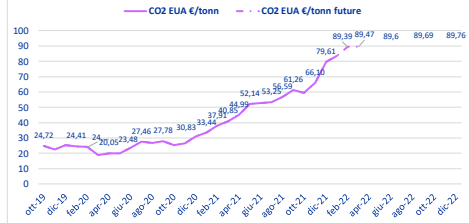
Mercato Commodities

Prezzi futures al 27.01.2022

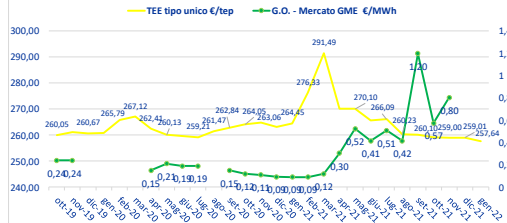


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 27.01.2022



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, Epex, GME, NordPool, OMEI, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne.