



## **Focus Energia e Sostenibilità**

**n. 24 – marzo 2023**

## Sommario

<b>Approfondimenti</b>	<b>2</b>
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	2
2. Scenari Confindustria-RSE FF55	4
3. Il ruolo fondamentale dell'energia nucleare e delle altre fonti per la sicurezza e l'indipendenza energetica	7
<b>Principali novità di settore</b>	<b>14</b>
4. Crediti di imposta energia per il II trimestre 2023: pubblicato il nuovo Decreto	14
5. Aggiornamenti PNRR – M2C2 – Misura 3: idrogeno	15
6. Aggiornamenti sui Dossier europei	16
7. Posizione Confindustria su “Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) consultazione dell’articolato”	20
8. Posizione Confindustria sulle Garanzie di Origine – G.O.	25
9. Revisione Market Design elettrico	25
<b>Report Mercati energetici e Ambientali</b>	<b>27</b>

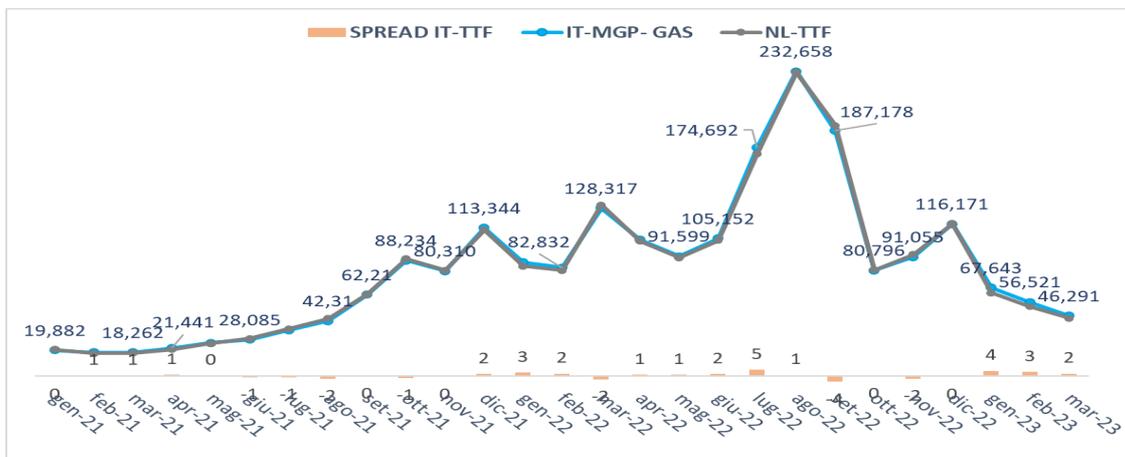
# Approfondimenti

## 1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas

Prosegue a marzo 2023 la caduta dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica, fino al ritorno a livelli precedenti al conflitto ucraino, grazie soprattutto alle temperature miti, all'abbondanza di import di GNL, all'alto riempimento degli stoccaggi (ai massimi pluriennali) e alla persistente debolezza della domanda (in Italia la domanda gas a gennaio 2023 è stata inferiore del 22% rispetto allo scorso anno, a febbraio 2023 del 8%).

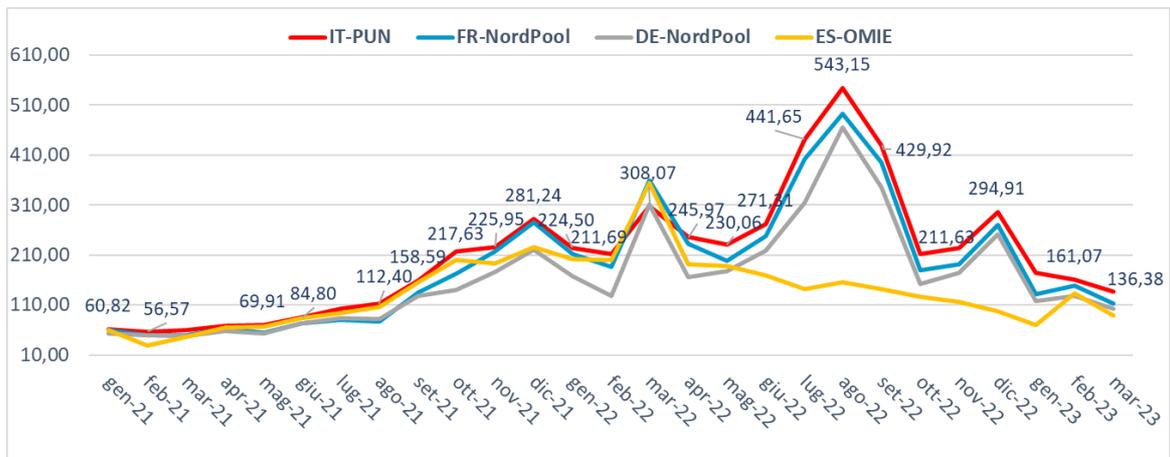
Nel mese di marzo, **MGP- GAS** pari a **46,291 €/MWh**; Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'**energia elettrica a 136,38 €/MWh**. Analoghe dinamiche ribassiste si osservano anche sui mercati futures, che stimano quotazioni non distanti dagli attuali livelli spot anche per i prossimi mesi.

**Confronto prezzi medi mensili gas MGP-GAS e TTF - €/MWh**



Fonte: dati pubblici EEX, GME

**Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh**

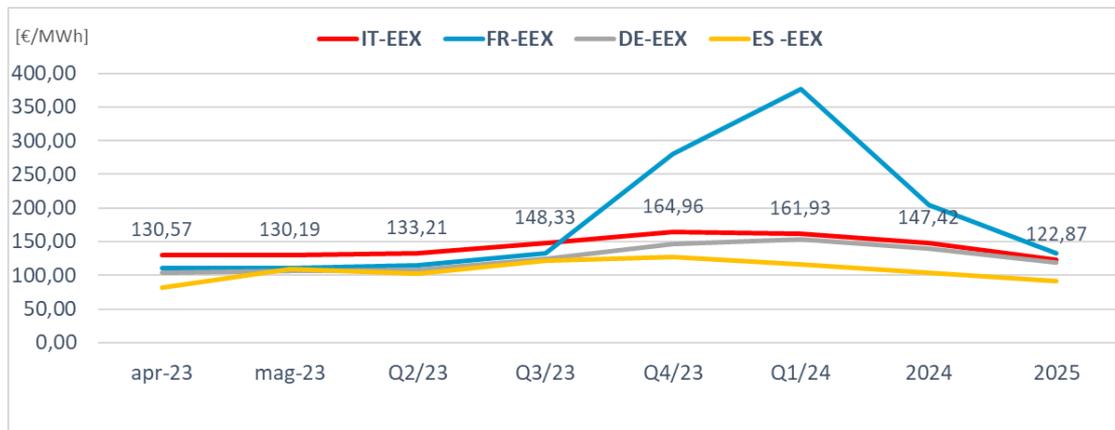


Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext,

Le quotazioni *forward* per i prossimi trimestri dell'anno restano generalmente stabili ma non in Francia, dove le quotazioni *forward power* per il prossimo inverno 23/24 schizzano verso l'alto spinte da nuovi timori sulla tenuta della produzione nucleare, anche se EDF ha recentemente confermato i suoi target di produzione nucleare per il 2023 e per il 2024, nonostante la scoperta segnalata da ASN nelle scorse settimane di problemi di corrosione al reattore di Penly (che potrebbero presentarsi in tutti i 56 reattori transalpini) e la conseguente necessità per EDF di ulteriori ispezioni.

Quotazioni futures 2024 (e 2025) in questa settimana: power Ita Cal24 =147,42 €/MWh, Cal25 =122,87 €/MWh; gas PSV Cal24 = 50,930 €/MWh, Cal25 =43,152 €/MWh

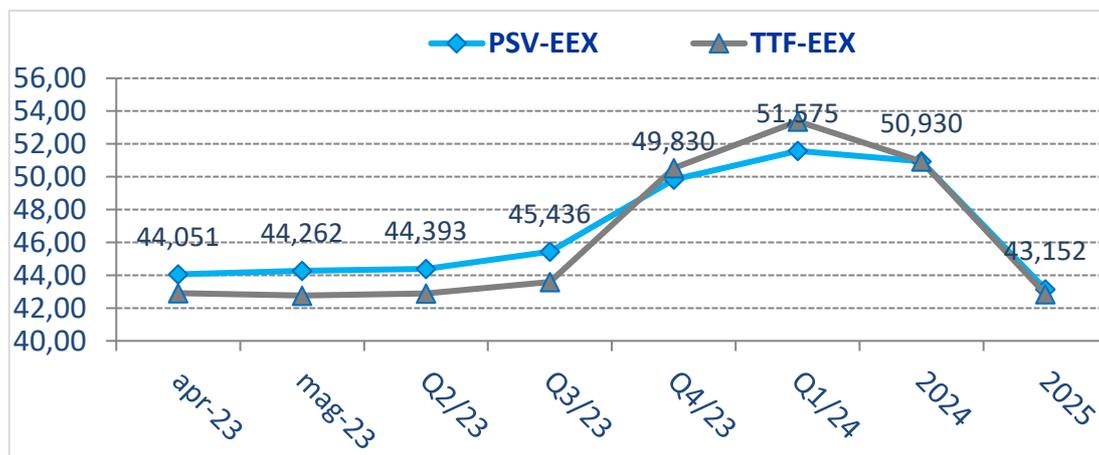
### Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 29.03.2023 - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX

Il mercato del gas europeo resta ben approvvigionato grazie a domanda debole e flussi in import abbondanti.

### Prezzi futures delle principali borse gas europee al 29.03.2023 - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX

Il premier della Norvegia Jonas Gahr Støre, nella conferenza stampa che si è tenuta lo scorso 17 marzo, presso il giacimento Troll A con la Presidente della Commissione europea Von der

Leyen e il segretario NATO Stoltenberg, ha assicurato flussi gas per coprire il 30%-40% della domanda europea nei prossimi 4-5 anni.

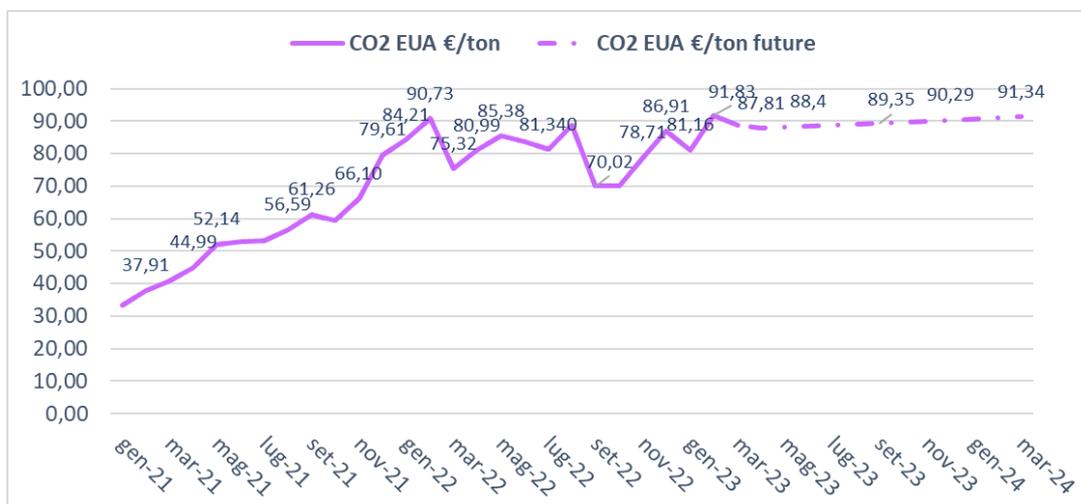
In Italia lo scorso 19 marzo è arrivata nel porto di Piombino la Fsrú Golar Tundra di Snam: la nave, costruita nel 2015, dotata di 4 serbatoi di stoccaggio GNL nella parte centrale dello scafo e dell'impianto di rigassificazione a prua, ha una capacità di rigassificazione di 5 mld mc/anno. Nella procedura per il primo conferimento della capacità di rigassificazione a 20 anni 2023-2044, svoltasi il 21/3, è stata già assegnata l'86% della capacità offerta.

La UE ha, inoltre, recentemente proposto di prorogare oltre marzo 2023, per altri 12 mesi, le misure di contenimento dei consumi gas, varate a luglio 2022, (che, tra agosto 2022 e gennaio 2023, hanno contribuito alla riduzione dei consumi di gas europei del 19%).

Al momento i potenziali rischi rialzisti sui mercati energetici europei sembrano legati principalmente alla scarsità di produzione idroelettrica e alla siccità.

La crisi bancaria (dalla California alla Svizzera) genera preoccupazioni sulle borse mondiali e le quotazioni CO2 EUAs ritornano a salire per il 2023

### CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 29.03.2023



Fonte: dati pubblici EEX

## 2. Scenari Confindustria-RSE FF55

Il 21 marzo abbiamo presentato a Roma, in vista dell'aggiornamento da parte dell'Italia del PNEC (Piano nazionale energia clima) - che il nostro Governo invierà a Bruxelles entro giugno, i risultati dello Studio, elaborato con il contributo delle Associazioni del Sistema e in collaborazione con RSE (Ricerca Sistema Energetico), "**Scenari e valutazioni di impatto economico degli obiettivi Fit for 55 per l'Italia**". Alla presentazione erano presenti il Ministro delle Imprese e del Made in Italy, Adolfo Urso e la viceministra Ambiente e sicurezza energetica, Vannia Gava.

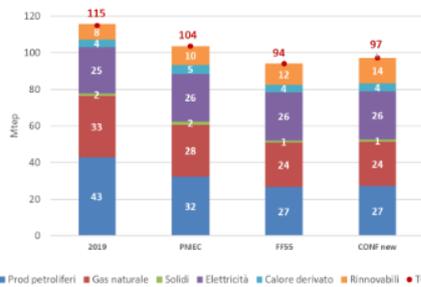
L'analisi di Confindustria fornisce una prima valutazione della proposta "Fit for 55" con l'obiettivo di valutare **un percorso di decarbonizzazione alternativo** che, pur raggiungendo la stessa riduzione di emissioni di gas serra al 2030, attraverso un uso efficiente delle risorse economiche, **possa favorire lo sviluppo del tessuto industriale, tutelare la competitività internazionale delle imprese italiane**, nonché contenere ulteriormente il costo sociale della transizione.

Sono state proposte per lo scenario diverse soluzioni legate ai piani di investimento e sviluppo delle associate: ricorso a **idrogeno decarbonizzato** in alcune raffinerie, **progetti per la cattura e utilizzo e stoccaggio di CO<sub>2</sub>**, **riconversione e upgrade di raffinerie per la produzione di bioGpl e di rDme** (di-metil-etere rinnovabile), **più attenzione alla riqualificazione energetica degli edifici**, **maggior ricorso al biometano nel settore industriale**, e anche attenzione alla **revisione dei costi di investimento delle tecnologie fotovoltaiche**.



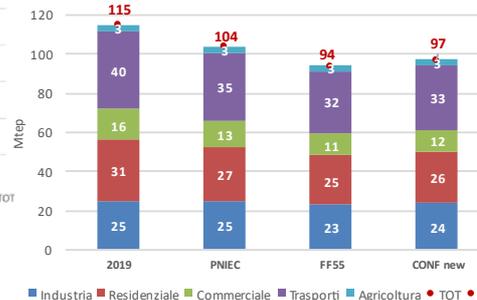
### Consumi finali energetici al 2030

Consumi finali per fonte (Mtep)  
Storico e proiezioni 2030



- Compaiono nuovi vettori energetici, come **idrogeno verde** (0.26 Mtep nel settore trasporti e 0.16 Mtep nell'industria).
- Largo uso del **biometano** (3.3 Mtep), non solo nei trasporti ma anche in rete gas (industria, elettrico e civile).
- **Elettificazione: 25% PNIEC, 28% FF55, 27% CONF new**

Evoluzione dei consumi finali per settore  
Millioni di tep



11

Per quanto riguarda le Fer, nello scenario Confindustria lo share sui consumi finali lordi supera il 37% con un contributo più rilevante delle rinnovabili nel settore termico (maggiore diffusione delle pompe di calore) e nei trasporti (maggiore utilizzo di green fuel).

La realizzazione degli **investimenti** volti a sostenere la domanda e gli incentivi promossi al fine di rilanciare l'offerta di tecnologie ammonterebbe a **1.120,7 miliardi di euro, con un incremento della produzione pari a 1.976,1 miliardi di euro** (+4,7% medio annuo, 1.645,3 miliardi al netto dei beni intermedi importati), **un'occupazione di 11,5 milioni di ULA** (+3,1%) e un **incremento di valore aggiunto di 689,1 miliardi di euro** (+3,7% medio annuo).



## Analisi di impatto economico della transizione energetica al 2030: effetti sull'economia nazionale

SCENARIO "CONFINDUSTRIA"			
Investimenti cumulati (mil €): 1.120.700,0			
	Livello di base	Impatto % a seguito di una variazione della domanda finale	Impatto in valore
Produzione a prezzi base (mil €)	3.365.584	59	1.976.100
Impieghi intermedi importati (mil €)	340.733	97	330.816
VA per branca (mil €)	1.589.576	43	689.107
Occupazione per settore (migliaia di ULA)	32.351	37	11.483

Incremento domanda

Impatto su sistema produttivo

Incremento Valore Aggiunto

Impatto occupazione



27



Sono stati inoltre stimati gli **effetti complessivi sul bilancio statale** nel periodo considerato. L'**effetto netto positivo** in termini di **entrate per lo Stato e in termini di costi evitati** è di circa **595 Mld/€**. L'**effetto netto potenziale** determina un **costo degli investimenti diretti complessivi pari a circa 527 Mld/€**.



## Analisi di impatto economico della transizione energetica al 2030: effetti sul bilancio pubblico e impatto complessivo

			TOTALE
<b>COSTI DIRETTI COMPLESSIVI STIMATI</b>		milioni di €	<b>1.120.707</b>
<b>Effetti sul bilancio statale</b>	<b>Entrate Tributarie</b>	milioni di €	<b>320.722</b>
	Imposte Indirette	milioni di €	163.139
	Imposte Dirette	milioni di €	168.717
	Accise e IvA (min. cons.)	milioni di €	-12.146
	Imposte c/capitale	milioni di €	1.012
	<b>Contributi sociali</b>	milioni di €	<b>154.750</b>
	Altre entrate correnti	milioni di €	50.480
	Altre entrate c/capitale	milioni di €	3.556
	<b>TOTALE</b>	milioni di €	<b>529.508</b>
<b>Effetti quantitativi sul sistema energetico</b>	<b>Energia risparmiata (Consumi di energia primaria)</b>	Mtep	<b>132</b>
	<b>CO2 risparmiata</b>	Mt	<b>380</b>
<b>Impatto economico sul sistema energetico</b>	<b>Energia risparmiata<sup>1</sup></b>	milioni di €	<b>29.925</b>
	<b>CO2 risparmiata<sup>2</sup></b>	milioni di €	<b>36.100</b>
	<b>TOTALE</b>	milioni di €	<b>66.025</b>
<b>Benefici: Entrate e Costi Evitati</b>		milioni di €	<b>595.533</b>
<b>EFFETTO NETTO COSTI BENEFICI MACRO</b>			<b>-527.174</b>

Opportunità per capacità produttiva nazionale

Risorse per politiche incentivazione riqualificazione

Costo Netto Totale



28



Si tratta di un flusso **di investimenti senza precedenti**, che **richiede una visione strategica di Sistema Paese**, in grado di garantire che una parte importante di questi possa tradursi in un volano di sviluppo della capacità produttiva manifatturiera italiana: per questa ragione, a breve sarà completata la seconda parte del Rapporto, con la quale verrà **presentata la mappatura delle filiere tecnologiche italiane più direttamente coinvolte, con l'obiettivo di integrare le politiche per la transizione energetica con una valutazione dei possibili impatti in termini di politica industriale.**

### **3. Il ruolo fondamentale dell'energia nucleare e delle altre fonti per la sicurezza e l'indipendenza energetica**

Gli avvenimenti del 2022 hanno rimesso prepotentemente in risalto i temi della **sicurezza e dell'indipendenza energetica** come elementi fondamentali per la stabilità, la tenuta e la crescita del Paese e del suo sistema produttivo. Per troppo tempo, infatti, le scelte sulle politiche energetiche sono state polarizzate e concentrate solo su alcuni aspetti (come la sostenibilità ambientale, sottovalutando la complessità del percorso di transizione energetica) dando per scontata la garanzia di poter sempre disporre di risorse energetiche in abbondanza e a prezzi competitivi, anche senza investimenti a supporto, in una logica più di esclusività che di complementarità e sinergia delle diverse soluzioni.

Il tema della sicurezza energetica si è così aggiunto, per rilevanza al tema della **transizione ecologica/energetica**, facendo sì che si venisse a creare una situazione in cui i due temi non possono più prescindere l'uno dall'altro, dovendo necessariamente trovare un punto di incontro, insieme a temi come la **sostenibilità economica e sociale.**

La necessità di conciliare tutti questi temi ha reso evidente che il segreto dell'indipendenza e della sicurezza energetica è costruire un **mix energetico** in grado di conciliare tutte le fonti di produzione di energia elettrica e che guardi al rispetto e alla tutela dell'ambiente.

Per fare questo è altresì importante **recuperare una visione strategica a medio-lungo termine dell'intero sistema energetico**, ossia una "visione d'insieme" in grado di valorizzare il grande patrimonio infrastrutturale dell'Italia e le significative esperienze e competenze e delle sue aziende, che sarà cruciale per aiutare l'Italia ad imporsi come nuovo hub europeo del gas e in un futuro prossimo anche del biometano e dell'idrogeno e per garantire importanti obiettivi di crescita. In tutto questo non possiamo non pensare al ruolo importantissimo che tutte le diverse filiere e comparti manifatturieri giocheranno nella partita, dove ognuno sarà chiamato a fare la propria parte.

Ciò premesso, gli avvenimenti del 2022 potrebbero, tuttavia, aprire nuovi scenari e portare a nuove promettenti occasioni per l'Italia.

Non a caso, nella precedente edizione del Focus avevamo ampiamente parlato del "*Piano Mattei*", ossia della possibilità di trasformare l'Italia nell'hub europeo del gas, sfruttando lo spostamento del baricentro energetico verso l'Africa Mediterranea.

Questa volta analizzeremo, invece, le altre fonti energetiche candidate alla costruzione del mix energetico adeguato che potrebbe garantire stabilità e indipendenza all'Italia.

## ENERGIA NUCLEARE

L'**energia nucleare** sta lentamente riconquistando un ruolo importante e strategico in quello che sarà il mix energetico del futuro, con Paesi UE ed extra-UE che continueranno ad affidarsi a questa fonte energetica e Paesi come l'Italia, dove aumentano sempre di più le richieste di un suo ritorno, quale fonte di energia affidabile, a basse emissioni di gas a effetto serra (GHG) e non soggetta – come le rinnovabili – ad intermittenza.

È bene specificare che con il termine "*energia nucleare*" si intendono due processi di produzione di energia completamente diversi tra loro, ossia:

1. *l'energia nucleare da fissione*, che permette di ottenere energia elettrica da reazioni di fissione nucleare a catena controllate, che, tuttavia, producono scorie radioattive;
2. *l'energia nucleare da fusione*, che permette di ottenere energia elettrica da reazioni di fusione nucleare controllate, senza la produzione di scorie radioattive come materiale di scarto della reazione.

Oltre a questo, è estremamente importante sottolineare che **tutte le centrali nucleari del pianeta utilizzano reattori a fissione nucleare**, così come le centrali in progetto o costruzione, in quanto, la fusione nucleare è ancora in fase sperimentale e lontana dal poter essere utilizzata per la produzione di energia elettrica o per scopi industriali (gli esperimenti più avanzati come il Progetto ITER non riusciranno a raggiungere una reazione di fusione controllata e duratura prima del 2040/2050); per una centrale nucleare a fusione (a confinamento magnetico o a confinamento inerziale) servirà almeno il 2060/2080.

Di conseguenza, parlando di energia nucleare, parliamo solo di **fissione nucleare**, ossia quella in uso in tutte le centrali nucleari del pianeta e l'unica attualmente utilizzabile a scopi industriali e produzione di energia elettrica.

Il primo grande punto a favore di questa fonte energetica è la grandissima quantità di energia che il processo fisico in atto riesce a sprigionare. Per rendere meglio l'idea sull'energia prodotta nel caso della fissione, basta sottolineare che **la fissione di 1 g di <sup>235</sup>U (uranio-235) produce un'energia di 30.000 kWh, cioè pari a:**

- **l'energia prodotta da 88.000 kg di carbone**
- **l'energia prodotta da 66.000 kg di petrolio**
- **l'energia prodotta da 44.000 kg / 66.000 m<sup>3</sup> di gas**
- **7,5 volte l'energia media annua consumata da una famiglia di 3 persone.**

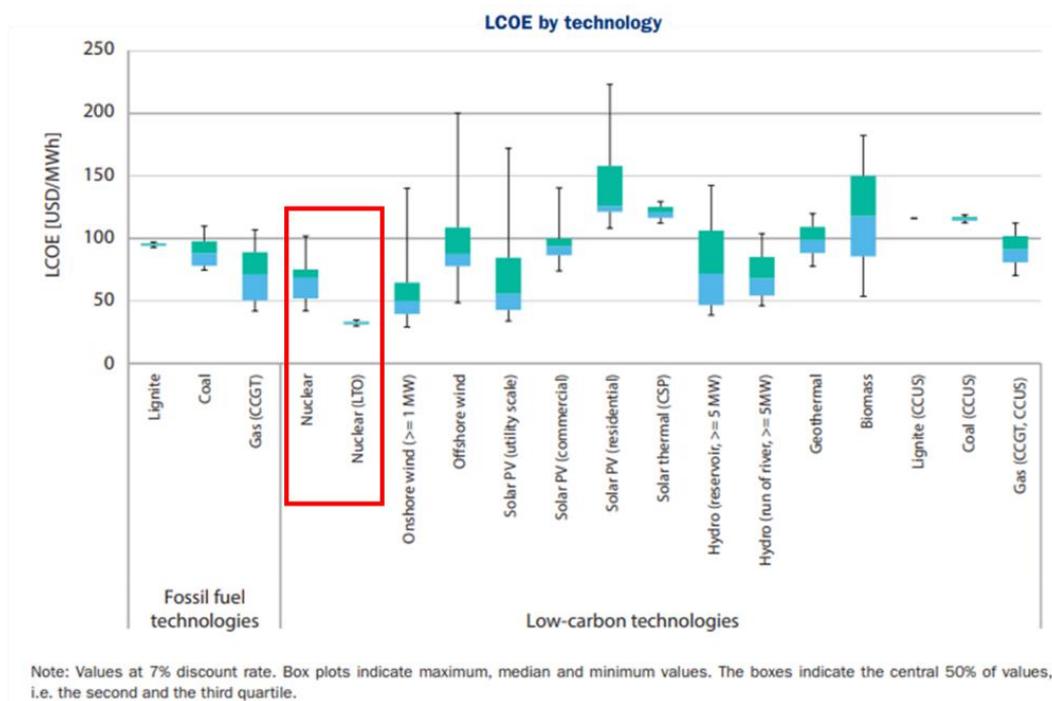
Ovviamente nei reattori il grado di arricchimento dell'uranio con <sup>235</sup>U non è mai del 100%, ma è tipicamente del 3-5% (basso arricchimento) per garantire che il tasso di fissione rimanga sotto controllo.

Ad ogni modo **i circa 440 reattori nucleari presenti sul pianeta** (in 32 Paesi nel mondo, per una capacità installata totale di 392,6 GW) **producono il 10% dell'energia mondiale totale, ossia quasi 3.000 TWh.**

Tra i vantaggi bisogna ricordare anche **il basso consumo di materia prima** delle centrali: per rendere l'idea, i reattori di una centrale moderna da 1,6 GW (1.600 MW) consumano circa 25 tonnellate/anno di uranio a basso arricchimento, mentre una centrale a carbone consuma ben 2,5 milioni di tonnellate/anno.

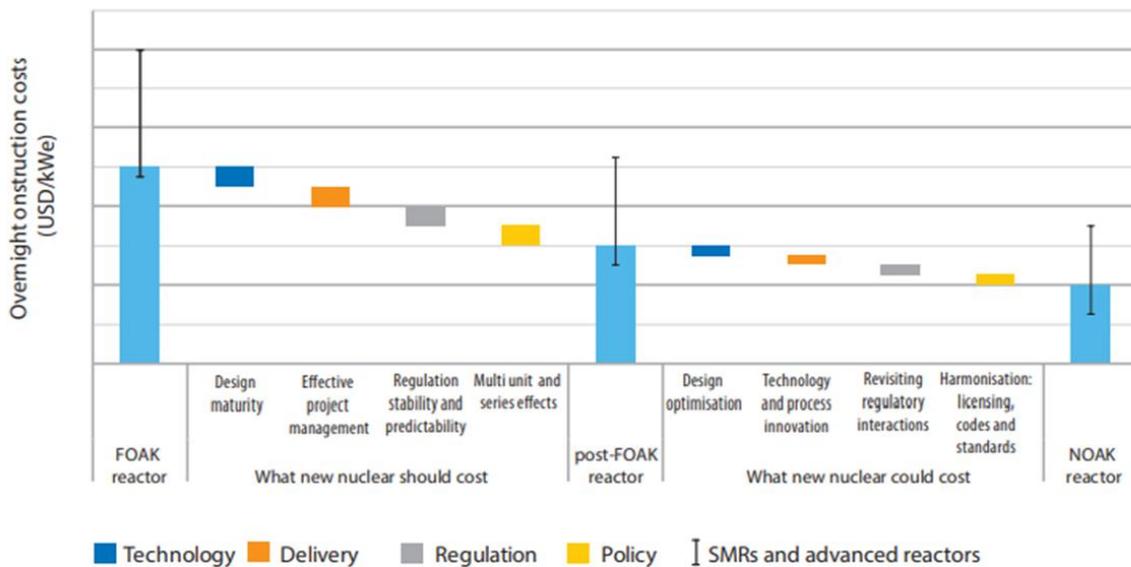
Questo a sua volta comporta anche un **basso costo** di produzione di energia elettro-nucleare, in quanto, nonostante il prezzo dell'uranio sia di per sé molto più alto di quello di altre fonti fossili come il carbone (prezzo che aumenta con i processi di arricchimento) le economie di scala, i bassi consumi e la grandissima quantità di energia che si riesce a produrre, permettono di ammortizzare il prezzo di produzione.

Nel grafico successivo viene riportato il **LCOE 2021** di tutte le varie fonti di tutte le tecnologie ad uso energetico, con dettaglio su quelle nucleari.



Fonte: IEA - Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition

### Nuclear cost and risk reduction drivers



Note: kWe = kilowatt electrical capacity.

Source: NEA (2020).

Fonte: IEA - Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition

Quelli che potrebbero essere dei grandi punti a sfavore dell'energia nucleare sono i costi e tempi di realizzazione delle centrali, o meglio, dei siti delle centrali che – lo sottolineiamo – non comprendono solo il reattore, ma anche numerosi siti di stoccaggio (per i rifiuti a media/bassa intensità, quelli ad alta intensità, per il combustibile esaurito), sale per le turbine, impianti di altro tipo, etc...

Per risolvere questo problema, le nuove tecnologie si stanno spingendo verso i **reattori di piccola taglia** (SMR, max 300 MW) e si spingeranno in futuro addirittura verso **micro-reattori** (max 10 MW), così da avere il vantaggio di dimensioni ridotte combinate alla costruzione modulare, le quali consentiranno ai reattori di essere costruiti in un sito (come una fabbrica) e successivamente spediti, commissionati e gestiti in un sito separato, con tempistiche e spazi per l'allocazione decisamente ridotti rispetto ad una normale centrale nucleare.

Le tecnologie per centrali tradizionali (che arrivano anche a 1.600 MW) si spingeranno, invece, verso la **IV generazione di reattori**, che saranno estremamente più sicuri, efficienti (in termini di utilizzo del combustibile fissile) e meno inquinanti (con forte riduzione della produzione di scorie radioattive e "riutilizzo" delle stesse come materiale fissile, ossia combustibile).

L'idea dietro gli SMR e i micro-reattori, sarebbe quella di abbinarli a siti industriali *energy-intensive*, ossia *energivori* così da renderli energeticamente indipendenti e risolvendo altri problemi da cui potrebbero essere interessati se si utilizzassero solo le FER (come, ad esempio, l'esigenza di occupare ettari interi di terreno con il fotovoltaico). Oltre alla produzione di energia elettrica per il processo produttivo e il funzionamento dell'impianto stesso, risolverebbero il problema del **calore di processo**, fornendo quindi grandi quantità di calore

da utilizzare nel sito.

L'idea dietro i reattori di IV generazione è, invece, quella di disporre di reattori più potenti, sicuri ed efficaci, così da aumentare produzione elettro-termonucleare e **ridurre la dipendenza nel settore termoelettrico dalle fonti fossili, senza doversi interfacciare con il problema dell'intermittenza delle FER.**

In Italia l'utilizzo dell'energia nucleare ha avuto luogo tra il 1963 e il 1990, tramite l'utilizzo di quattro centrali nucleari: la centrale nucleare Enrico Fermi a Trino (VC), quella di Caorso (PC), quella di Latina e quella del Garigliano a Sessa Aurunca (CE). In seguito agli avvenimenti di Černobyl' (1986), il referendum abrogativo del 1987 segnò la fine del nucleare in Italia, con conseguente chiusura e dismissione (*decommissioning*) delle quattro centrali nucleari. Intorno al 2010 in Italia si tornò a parlare di nucleare, ma l'incidente di Fukushima (2011) portò ad un nuovo referendum abrogativo (nello stesso anno) che chiuse le porte ad un possibile ritorno dell'energia nucleare nel Paese.

Nonostante i referendum del 1987 e del 2011 abbiano decretato (con forza di legge rinforzata) la fine della produzione e dello sfruttamento dell'energia nucleare in Italia, nel nostro Paese sono sempre continuati gli studi e le procedure sul *decommissioning* e sulla ricerca in tale settore (specie nell'ambito della fusione nucleare), con numerose aziende che continuano a produrre componentistica di base ed avanzata (reattori interi) per gli Stati Membri UE dove la produzione di energia nucleare è ancora consentita dalla legge e altre aziende che figurano tra i principali investitori nei progetti per la ricerca sulla fusione.

Sul *decommissioning* è estremamente importante ricordare che dopo 33 anni dallo spegnimento dei reattori italiani il **problema dei rifiuti radioattivi** prodotti dalle centrali nucleari e dagli altri siti nucleari ad esse correlate non sono stati ancora risolti e attualmente i rifiuti radioattivi sono in parte all'estero per essere riprocessati per poi tornare in Italia e in parte sono dislocati in 19 siti temporanei sul territorio nazionale, i quali non hanno le caratteristiche tecniche per stoccare definitivamente in sicurezza i rifiuti radioattivi.

Proprio per questo, sarebbe auspicabile una riapertura del dibattito (laico e puramente scientifico) sull'energia nucleare, così da valutare obiettivamente quanto possa convenire al Paese un ritorno allo sfruttamento di questa fonte di energia.

## **IDROGENO**

Oltre all'energia nucleare, nel mix energetico del futuro stanno prendendo sempre più piede quelli che saranno i futuri **“sostituti” del gas naturale**, ossia: l'idrogeno verde, i biogas e i carburanti sintetici.

Partiamo dall'**idrogeno “verde”** o a *“basso contenuto di carbonio”*, così chiamati come conseguenza del processo da cui vengono prodotti, ossia l'**elettrolisi** (scissione molecole di

acqua in molecole di idrogeno e ossigeno) alimentata da elettricità prodotta da FER e per le emissioni che comportano (3,383 tCO<sub>2</sub>eq/tH<sub>2</sub> il verde e 2,256 tCO<sub>2</sub>eq/tH<sub>2</sub> per l'altro). L'idrogeno verde è destinato a sostituire gran parte del gas naturale non solo nei processi produttivi delle aziende gasivore o **hard-to-abate** (vetro, ceramica, chimica, acciaio, raffinerie, ecc.), ma anche nelle nostre abitazioni. Questo sta già avvenendo attraverso il **blending**, ossia la "miscelazione" gas/idrogeno, attualmente limitata al 2% nella Rete Nazionale Gas (RNG) e al 20% in molti processi produttivi (es. bruciatori vetrerie), ma destinato ad aumentare in futuro.

Lo sviluppo dell'idrogeno sarà estremamente importante anche nel settore trasporti (pubblico, pesante, ferroviario e aereo) e in quello della logistica.

Lo sviluppo dell'idrogeno, tuttavia, non può prescindere dalla costruzione di una vera e propria **filiera idrogeno**, che proprio in questi anni prenderà piede principalmente grazie al PNRR. La filiera sarà estremamente importante non solo per lo sviluppo degli **elettrolizzatori** (per la produzione), ma anche di **stazioni di servizio** per il rifornimento dei mezzi e di nuove infrastrutture gas del tipo "**H2-Ready**" come sarà la Linea Adriatica.

Al contempo continuano le **fasi di ricerca e sviluppo (R&S) sull'idrogeno** e su tutti gli aspetti ad esso legati, prima di tutto lo studio sullo stoccaggio (anche quello "naturale" ossia quello che avviene nelle rocce come con il gas), lo studio sull'interazione degli effetti dell'interazioni con i materiali (es. tubi rete di trasporto e distribuzione, turbine, valvole, compressori, ecc.) e gli studi sulla qualità dei prodotti manifatturieri che saranno prodotti non più con il solo gas, ma con la miscela gas/idrogeno (a varie percentuali).

Costruire una filiera idrogeno e incentivare il suo utilizzo permetterà, inoltre, di abbassarne il prezzo e aumentarne la competitività (sfruttando le dinamiche delle economie di scala).

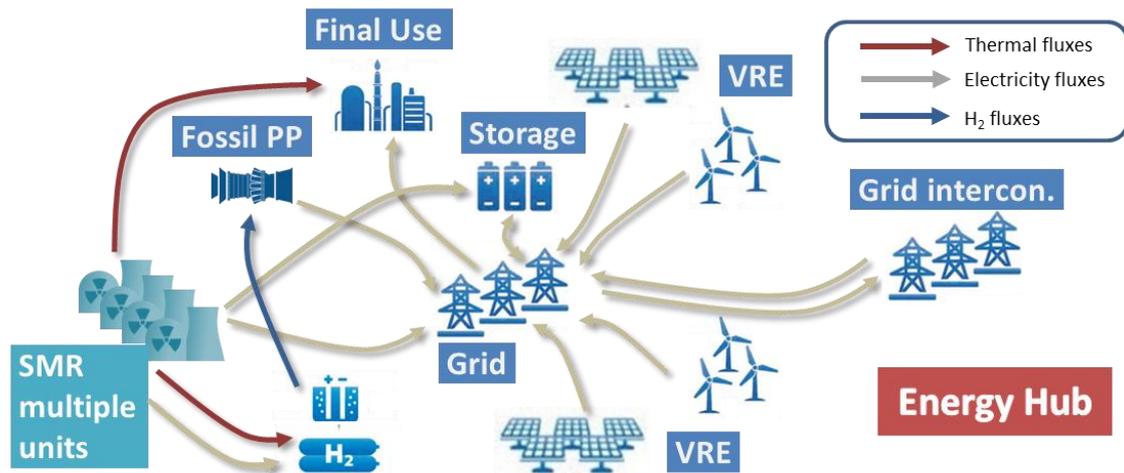
**Lo stesso discorso dell'idrogeno si applicherà al biometano, ai biogas in generale e ai carburanti sintetici (specie nel settore trasporti).**

## **RINNOVABILI**

Considerato quanto appena detto sulle modalità di produzione dell'idrogeno e ricordando li obiettivi del Fit For 55, sarà importante **incentivare lo sviluppo delle FER nel settore del gas e nel settore idrogeno**. Occorre operare per rendere competitivo fin da subito l'utilizzo dei gas rinnovabili/low carbon, del biometano e dell'idrogeno clean e low carbon. La crescita del peso delle fonti rinnovabili, con una penetrazione attesa nel settore elettrico al 65% secondo i target nel 2030 o al 90% nel 2050, consentirà, in prospettiva, di ridurre sia il peso del gas nel mix energetico sia il grado di dipendenza energetica dall'estero e, non da ultimo, il prezzo dell'energia.

**Rendere l'Italia un Energy Hub** facendo conciliare tutte queste fonti di energia e costruire un vero mix energetico potrà garantire stabilità, sicurezza, prezzi bassi e grandi opportunità di crescita per l'industria italiana.

Confindustria ritiene necessario sfruttare questa grande opportunità, la quale, però, necessita di **conciliare le politiche energetiche con quelle industriali** non solo a livello italiano, ma anche a livello europeo, come modo per favorire l'intero Sistema Industriale nel percorso di transizione energetica ed ecologica, rafforzando anche la propria competitività e la propria centralità nel panorama internazionale.



## Principali novità di settore

### 4. Crediti di imposta energia per il II trimestre 2023: pubblicato il nuovo Decreto

Finalmente, dopo una lunga attesa, il Consiglio dei Ministri del 28 marzo u.s. ha approvato il Decreto con misure a sostegno di famiglie e imprese contro il caro bollette e interventi in favore del settore sanitario per un ammontare complessivo di risorse stanziato nel provvedimento pari a 4,9 miliardi di euro.

Il Decreto-Legge 30 marzo 2023 n. 34 recante “Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l’acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali” è stato pubblicato in G.U. n.76 del 30/03/2023.

L’art. 4 conferma per il secondo trimestre 2023 il credito di imposta in favore delle imprese per l’acquisto di energia e gas, qualora il prezzo della componente energetica, calcolato sulla media del primo trimestre 2023, al netto di imposte e sussidi, abbia subito un incremento superiore al 30% del prezzo medio del medesimo trimestre 2019.

Per le imprese energivore, quelle gasivore e non gasivore la percentuale del credito di imposta viene portata al 20%, mentre per le aziende non energivore al 10%.

I crediti d’imposta sono utilizzabili esclusivamente in compensazione entro la data del 31 dicembre 2023 e sono cedibili, solo per intero, dalle imprese beneficiarie ad altri soggetti, compresi gli istituti di credito e gli altri intermediari finanziari, senza facoltà di successiva cessione, fatta salva la possibilità di due ulteriori cessioni solo se effettuate in favore di banche e intermediari finanziari.

Il Decreto ha dunque confermato, in linea con le richieste di Confindustria e le aspettative delle imprese, una misura di sostegno essenziale per le nostre aziende, anche ora che le condizioni al contorno sono mutate e sicuramente la situazione non ha i caratteri di drammaticità dei mesi scorsi.

Tuttavia, sappiamo bene che i costi energetici sono ancora alti e incidono profondamente sulla competitività delle aziende italiane che da sempre soffrono un gap di prezzi con i principali competitors europei.

Per questo si apprezza la scelta del Governo di dare continuità alle misure di sostegno alle imprese anche se ci auguriamo che la scelta del meccanismo del credito di imposta possa valere per l’intero 2023 (con successivi decreti che prorogano la misura per i trimestri successivi) fino al ritorno dei prezzi di mercato ad un livello in linea con i prezzi dell’energia del primo trimestre 2021

Rimarchiamo come Il Governo non abbia previsto i trasferimenti in fiscalità generale delle componenti per la copertura degli oneri di sistema di elettricità per i contratti con impegno di potenza superiore ai 16,5 KW, di fatto non prevedendo per le imprese l’azzeramento degli oneri parafiscali. Inoltre, ancora una volta, dobbiamo constatare l’assenza della previsione della valorizzazione, nel meccanismo del credito di imposta, dell’autoproduzione di energia elettrica per le imprese non energivore ottenuta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), come avviene invece per le imprese energivore. Misura quest’ultima di grande importanza.

## 5. Aggiornamenti PNRR – M2C2 – Misura 3: idrogeno

Il 15 marzo 2023 la Direzione Generale Incentivi Energia (DGIE) del MASE ha pubblicato il Decreto Direttoriale n. 256/2023, ossia l'“Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali di cui all'articolo 10 del Decreto del Ministro della Transizione Ecologica 21 ottobre 2022, n. 463, nell'ambito **dell'Investimento 3.2 “Utilizzo dell'Idrogeno in settori Hard-to-Abate”**, Missione 2, componente 2, del PNRR finanziato dall'Unione europea – Next Generation EU”.

Tramite il Decreto vengono disciplinati tutti gli aspetti (amministrativi, tecnici, ecc.) per la predisposizione e l'attuazione di **progetti volti a sostituire**, nei processi produttivi dei settori hard-to-abate, **almeno il 10% del gas naturale** tramite idrogeno verde o a basso contenuto di carbonio.

I progetti vengono classificati in tre macrocategorie, a ciascuna delle quali è dedicato un Capo:

1. Progetti di ricerca per l'uso di idrogeno in processi industriali (Capo II);
2. Progetti di investimento per l'uso di idrogeno in processi industriali (Capo III);
3. Progetti di investimento per la produzione di idrogeno (Capo IV).

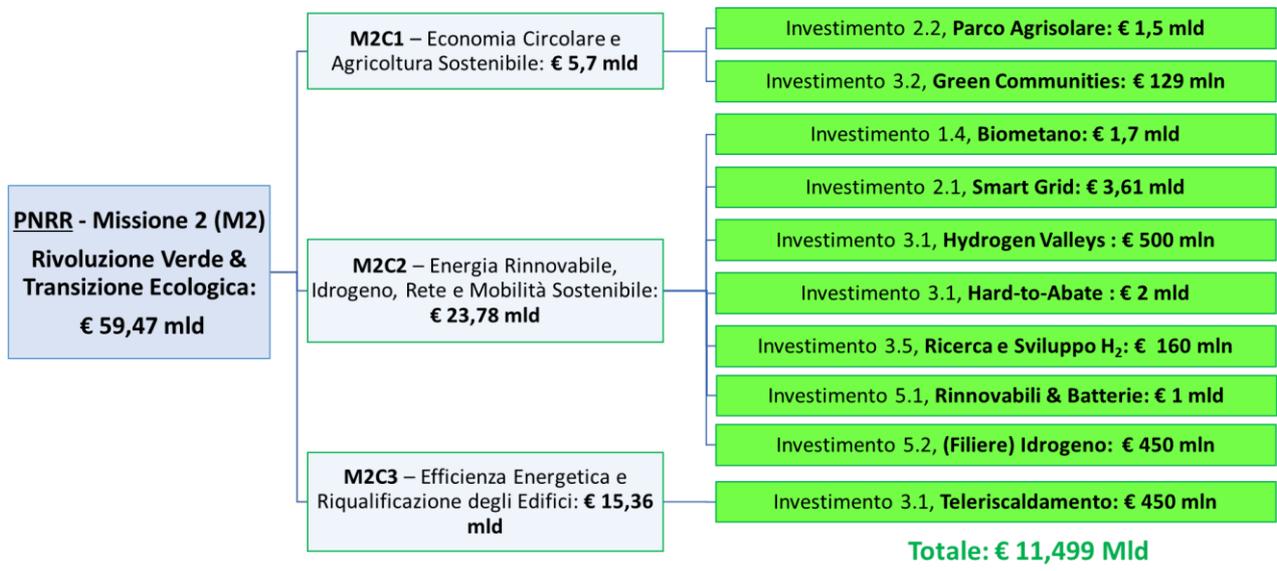
Il Decreto stanziava **€ 1 miliardo**, così suddivisi:

- € 450 milioni per il finanziamento dei progetti di cui al Capo II e Capo IV;
- € 550 milioni per il finanziamento dei progetti di cui al Capo III;

come per gli altri investimenti, il 40% è destinato alle Regioni del Sud.

È bene specificare che l'investimento 3.2 stanziava un totale di **€ 2 miliardi**, ma come specificato del Decreto Ministeriale n.463/2022 (del 21 ottobre 2022), la metà di questa cifra è destinata a progetti finalizzati alla produzione di ferro preridotto tramite *direct reduced iron* (DRI).

Ad ogni modo, la dotazione finanziaria totale stanziata dalla Missione 2 arriva a **€ 11,5 miliardi**, suddivisi come segue:



## 6. Aggiornamenti sui Dossier europei

### DIRETTIVA N. 2018/2001/CE SULLA PROMOZIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Il Consiglio e il Parlamento UE, nella mattinata del 30 marzo, hanno raggiunto l'accordo politico provvisorio sulla proposta di revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (RED III), che insieme ad altre proposte, affronta gli aspetti energetici della transizione climatica dell'UE nell'ambito del pacchetto "Fit for 55".

**Aumenta la quota di energie rinnovabili nel consumo energetico complessivo dell'UE al 42,5% entro il 2030**, con un'ulteriore integrazione indicativa del 2,5% che consentirebbe di raggiungere il 45%. L'attuale direttiva sulle energie rinnovabili (Red II), in vigore dal dicembre 2018, stabilisce un obiettivo a livello dell'UE del 32% di quota di energia rinnovabile nel consumo totale di energia dell'UE entro il 2030 a livello dell'UE.

La nota conclusiva del trilogio spiega che i negoziatori del Consiglio e del Parlamento hanno concordato in via provvisoria **obiettivi settoriali più ambiziosi nei settori dei trasporti, dell'industria, dell'edilizia e del teleriscaldamento e teleraffrescamento**, accompagnati però dai metodi di calcolo flessibili chiesti dal Consiglio. Lo scopo dei sotto-obiettivi è accelerare l'integrazione delle energie rinnovabili nei settori in cui l'incorporazione è stata più lenta.

Nei **trasporti** l'accordo dà la possibilità agli Stati Membri di scegliere tra un obiettivo vincolante di riduzione del 14,5% dell'intensità di gas serra grazie all'uso di fonti rinnovabili entro il 2030 e un obiettivo vincolante di almeno il 29% di quota di rinnovabili nel consumo finale di energia nel settore. L'accordo fissa un sotto-obiettivo combinato vincolante del 5,5% per i biocarburanti avanzati e i carburanti rinnovabili di origine non biologica. All'interno di questo obiettivo, vi è un requisito minimo dell'1% di carburanti rinnovabili di origine non biologica (Rfnbo).

Per l'**industria** è fissato un target "indicativo" (cioè non vincolante) di aumento dell'utilizzo delle Fer dell'1,6% all'anno. Inoltre, il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria dovrà provenire da Rfnbo entro il 2030 e il 60% entro il 2035 (questi target sono invece vincolanti). L'accordo introduce la possibilità per gli Stati Membri di scontare del 20% l'obiettivo di Rfnbo negli usi industriali a due condizioni: se lo Stato è in linea con l'obiettivo assegnato e se la quota di idrogeno da combustibili fossili consumata dallo Stato Membro non è superiore al 23% nel 2030 e al 20% nel 2035.

Quanto al settore **edilizio**, e in particolare al riscaldamento e al raffrescamento degli edifici, l'accordo fissa un obiettivo indicativo di almeno il 49% di quota di energia rinnovabile negli edifici entro il 2030, con un aumento progressivo annuo vincolante della quota Fer dello 0,8% fino al 2026 e dell'1,1% dal 2026 al 2030. A tale aumento a livello Ue si aggiungerà un incremento indicativo calcolato ad hoc per ogni Paese.

Lato **bioenergie**, l'accordo rafforza i criteri per ridurre il rischio di una produzione non sostenibile introducendo un principio per garantire che la biomassa sia utilizzata secondo il suo massimo valore aggiunto economico e ambientale.

Quanto infine alle **semplificazioni**, l'accordo introduce procedure di autorizzazione accelerata per i progetti di energia rinnovabile: gli Stati membri individueranno aree in cui accelerare l'installazione di impianti da fonti rinnovabili con iter semplificati (non più di 18 mesi). e applicando a tali progetti la caratterizzazione di "interesse pubblico prevalente", con limitazione dei ricorsi.

L'accordo di trilogia, che aggiorna anche le norme sui progetti Fer transfrontalieri e sulle garanzie di origine, dovrà ora essere adottato formalmente dall'Europarlamento e dal Consiglio prima di entrare in vigore con la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale Ue.

## **DIRETTIVA N. 2003/96/CE SULLA TASSAZIONE DELL'ENERGIA**

Ancora una volta a Bruxelles si prova a mettere mano alla Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici. Nell'ambito del complesso pacchetto di proposte (FF55) adottate dalla Commissione europea, il 14 luglio 2021, per rendere le politiche dell'Unione europea idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55%, notevole rilevanza assume la proposta di revisione della Direttiva n. 2003/96/CE sulla tassazione dell'energia (Energy taxation directive, ETD).

Dal 1° gennaio 2004, la Direttiva n. 2003/96/CE regola il quadro normativo unionale per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità ai fini delle accise.

Come noto, la Direttiva aveva già formato oggetto di una proposta di revisione, presentata nel 2011 dalla Commissione europea e successivamente ritirata, nel 2015, per il mancato raggiungimento del necessario consenso tra gli Stati membri. Infatti, per la revisione della materia fiscale occorre l'unanimità dei consensi.

La Commissione ritiene che la ETD sia ormai obsoleta e non in grado di riflettere adeguatamente la rinnovata politica climatica ed energetica dell'Unione. Nella Direttiva del 2003 non emerge alcun legame tra il contenuto energetico o l'impatto ambientale dei

combustibili e le relative aliquote minime d'imposta applicabili. Non bisogna poi dimenticare che le aliquote minime previste sono state in parte superate da esenzioni e riduzioni che si sono moltiplicate negli Stati membri sin dalla sua introduzione, al punto tale che attualmente non risultano esserci condizioni di parità in tutto il mercato unico.

Con il rapido evolversi del panorama energetico e i nuovi obiettivi europei di decarbonizzazione le disposizioni della Direttiva del 2003 non riescono a tenere il passo con lo sviluppo dei combustibili alternativi, come i biocarburanti più puliti e sostenibili e l'idrogeno, così come la loro struttura non risulta adatta a promuovere né l'efficienza energetica, più pulita e sostenibile dei combustibili alternativi, né gli investimenti e l'innovazione nelle tecnologie pulite e nell'energia sostenibile.

Sono attualmente in corso, presso il Consiglio UE le discussioni sulla revisione della ETD. Si ritiene tuttavia che difficilmente si riuscirà a raggiungere l'unanimità sotto la presidenza svedese. La palla passerebbe così alla Presidenza successiva, quella spagnola, senza tuttavia certezza che si arrivi ad un accordo di compromesso (ancora, infatti, non è uscito il loro piano di lavoro, quindi non è chiaro se il dossier verrà definito prioritario o meno).

In termini generali, si contrappongono due schieramenti: alcuni Stati si oppongono all'introduzione di esenzioni, mentre altri richiedono maggiore flessibilità. Le discussioni si focalizzano in particolare su H2, nucleare e biocarburanti sostenibili. A febbraio 2023, la Presidenza ha inviato agli Stati membri una proposta di emendamenti di compromesso ma non si è avuto il benestare degli Stati membri che continuano quindi a discutere.

## **PACCHETTO H2 AND LOW CARBON GASES**

Il 28 marzo il Consiglio energia ha approvato la posizione negoziale sul Pacchetto H2 e low carbon gases composto da una proposta di Regolamento e una di Direttiva, presentato dalla Commissione alla fine del 2021. La procedura legislativa ancora non si è conclusa: considerando che anche il Parlamento ha votato in seduta plenaria il rapporto emendativo sul dossier, cominceranno ora i triloghi.

Per quanto riguarda il **Regolamento** le principali modifiche apportate dal Consiglio alla proposta della Commissione riguardano una maggiore flessibilità per gli Stati membri nel definire le tariffe e gli incentivi per l'idrogeno e i gas rinnovabili e l'azzeramento delle tariffe ai punti di ingresso nella rete e ai punti di ingresso e uscita degli stoccaggi per i gas rinnovabili, che Bruxelles aveva indicato invece nel 75% (stesso livello dei gas low-carbon). Uno sconto del 100% è anche introdotto per le tariffe di distribuzione e trasporto "capacity-based" di stoccaggi e terminali Gnl.

L'idrogeno potrà essere miscelato nel gas naturale fino al 2% in volume (invece del 5% proposto dalla Commissione), mentre una "clausola di sicurezza" permetterà ai 27 di adottare misure per limitare temporaneamente le importazioni di gas da Russia e Bielorussia.

Per quanto riguarda invece la **Direttiva**, la posizione negoziale mantiene l'unbundling proprietario delle future reti dell'idrogeno, ma gli Stati membri potranno utilizzare il modello "independent Tso" (Ito), cioè il semplice scorporo societario.

Questo è l'elemento che maggiormente preoccupa il Governo italiano, che ritiene si generi così un'asimmetria tra Paesi con diverso modello di separazione tra gestore e utilizzatore della rete gas. Per l'Italia, la separazione proprietaria è sempre stato un elemento imprescindibile ('ownership unbundling') e questa scelta ha impedito al proprio gestore della rete gas di svolgere anche indirettamente attività che comportino l'utilizzo della rete stessa. Altri Paesi, invece, hanno scelto per il gas una soluzione più blanda, quello dell'operatore indipendente di trasmissione (Ito)".

Tuttavia, la proposta di Direttiva consente agli Stati membri l'eccezione del regime Ito per chi lo avesse già dal 2009. In questo modo chi, come l'Italia ha adottato un assetto più virtuoso in passato, si trova oggi ad avere meno opzioni per la scelta delle modalità da adottare per la futura gestione della rete idrogeno.

La posizione adottata dai ministri Ue non solo consente ai gruppi integrati verticalmente che possedevano una rete di trasporto prima del 3 settembre 2009 di non applicare l'unbundling proprietario ma è anche più permissiva. Se infatti la Commissione prevedeva il modello Ito per un periodo transitorio fino al 2030, il Consiglio ha stemperato tale scadenza e aggiunto un capoverso per chiarire che "la creazione di una filiale o un'entità legalmente separata sarà considerata sufficiente, senza la necessità di un unbundling funzionale della governance o di una separazione del management e del personale". Questo a scapito di paesi come l'Italia.

Inoltre, il Consiglio ha deciso di spostare di 5 anni (dal 1° gennaio 2031 al 1° gennaio 2036) la scadenza oltre la quale le reti dell'idrogeno dovranno essere organizzate con un sistema entry-exit.

Per quanto concerne gli altri punti, il tema dell'idrogeno low-carbon è stato stralciato, dati i contrasti sull'inclusione dell'H2 prodotto con il nucleare.

Il Consiglio ha inoltre allentato i vincoli per gli Stati membri riguardo agli smart meter e prorogato la fase di transizione delle norme sull'idrogeno fino al 2035.

Infine, sono state eliminate le disposizioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento, in quanto già coperte dalle varie normative di emergenza adottate nel 2022.

È stato poi approvato il Regolamento che prolunga di un anno le norme sul risparmio di gas previste dal regolamento 2022/1369, in scadenza il 31 marzo 2023. Il regolamento mantiene un obiettivo di risparmio volontario del 15% dal 1° aprile al 31 marzo 2024 rispetto alla media del periodo tra il 1° aprile 2017 e il 31 marzo 2022, con gli Stati membri che saranno liberi di scegliere le misure nazionali più appropriate per raggiungere il target.

Il Consiglio ha però aggiunto la possibilità di limitare temporaneamente la riduzione della domanda nei casi in cui uno Stato membro si trovi ad affrontare una crisi dell'energia elettrica di cui al regolamento 2019/941. Viene previsto che la limitazione sia proporzionale a un aumento dell'uso del gas per la generazione di energia elettrica, necessario per esportare una quantità significativamente maggiore di energia elettrica verso uno Stato membro limitrofo, per via di circostanze eccezionali quali la scarsa disponibilità di energia idroelettrica o nucleare nello Stato membro interessato.

Per quanto riguarda il Regolamento sul nuovo mercato Ue del gas e dell'idrogeno, una significativa aggiunta del Consiglio riguarda la possibilità per gli Stati membri Ue di limitare le

importazioni di gas via tubo e di Gnl dalla Russia (e indirettamente anche dalla Bielorussia).

Tale possibilità è da intendersi “eccezionale” e “temporanea”, nonché soggetta a numerose condizioni. Se approvata dall’Europarlamento, però, la proposta permetterebbe ai Paesi che lo vorranno di bloccare l’import di Gnl e gas russo senza ricorrere a un vero e proprio embargo Ue come quello introdotto per il petrolio, politicamente più difficile da concordare poiché richiederebbe l’unanimità al Consiglio.

Eventuali limitazioni non dovranno comunque contrastare con gli obblighi internazionali sottoscritti dalla Ue o dagli Stati membri ed essere in linea con le norme Wto. Inoltre, prima di prendere misure di riduzione dell’import dalla Russia dovranno essere valutati gli eventuali effetti negativi sugli altri Paesi europei in termini di sicurezza degli approvvigionamenti.

In ultimo, riguardo alla questione del pancaking tariffario, il Parlamento europeo nella propria posizione negoziale ha optato per una formulazione che prevede l’eliminazione delle tariffe cross border, lasciando tuttavia la possibilità alle autorità nazionali (o all’ACER) di concordare bilateralmente un regime tariffario di accesso. Lo stesso vale anche per l’H2 a partire dal 1 gennaio 2031.

Si legge, infatti, all’art. 6 del rapporto emendativo del Parlamento, che “non vengono applicate tariffe ai sensi dell’art 15 per l’accesso ai sistemi di trasmissione nei punti di interconnessione tra Stati membri, a meno che le autorità di regolamentazione interessate non concordino congiuntamente un regime tariffario per tale accesso. In assenza di un accordo tra le autorità di regolamentazione interessate, l’ACER decide il regime tariffario, compresa la possibilità di evitare l’applicazione di tariffe, conformemente all’articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942. Nel decidere tale regime tariffario, le autorità di regolamentazione interessate o l’ACER garantiscono un adeguato ritorno sugli investimenti e la copertura delle spese operative sostenute dai gestori della rete di trasporto del gas in relazione allo specifico punto di interconnessione.”

Lato Consiglio, invece, si è scelto un approccio più cauto, dando la possibilità alle autorità nazionali di applicare uno sconto fino al 100% alle tariffe di trasporto e distribuzione basate sulle capacità nei punti di ingresso/uscita dagli impianti di stoccaggio e dagli impianti di GNL. Tale opzione rimarrebbe valida fino al 31 dicembre 2025. Viene, comunque, data anche la possibilità di unire sistemi di entrata-uscita adiacenti al fine di consentire un’integrazione regionale completa o parziale in cui le tariffe possono essere abolite nei punti di interconnessione tra i relativi sistemi. Sempre le autorità possono poi – dopo aver ascoltato gli stakeholders - approvare una tariffa comune e un meccanismo di compensazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione per la redistribuzione dei costi dovuti all’abolizione dei punti di interconnessione.

## **7. Posizione Confindustria su “Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) consultazione dell’articolato”**

Confindustria, come più volte espresso nelle sue posizioni, ritiene di fondamentale importanza il lavoro svolto dall’Autorità per l’Energia nel razionalizzare il quadro regolatorio generale del dispacciamento elettrico attraverso la presente proposta di revisione del Testo Integrato del

Dispacciamento Elettrico – TIDE, alla luce della sfida che il mercato elettrico italiano dovrà affrontare per far fronte agli obiettivi di decarbonizzazione condivisi a livello europeo, che vedono una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché una progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili, garantendo al contempo la sicurezza e stabilità della Rete.

Confindustria condivide il nuovo modello di dispacciamento di merito economico, in cui: tutte le risorse della rete possano assumere il duplice ruolo: di produttore o consumatore di energia e quello ancillare di prestatore di servizi ancillari, basato sul principio della neutralità tecnologica secondo il quale l'unico fattore discriminante deve essere il prezzo chiesto per l'erogazione del servizio; sono eliminati i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato dei servizi purché vengano soddisfatti i requisiti richiesti per l'abilitazione all'erogazione dei servizi; è possibile prestare servizi a livello aggregato.

Confindustria condivide le proposte sui perimetri di aggregazione delle Unità abilitate alla fornitura di servizi ancillari. Riguardo questo specifico tema, si osserva però che occorra:

- migliorare, dettagliandoli con più chiarezza, i criteri che determinano la creazione delle UAS (le unità che devono fornire prevalentemente servizi non di bilanciamento o servizi reattivi alla frequenza), al fine di evitare classificazioni errate di unità all'avvio del TIDE
- minimizzare l'insieme di UAS/UNaP aventi obbligo di nomina e offerta puntuale in MSD
- aggregare il più possibile delle UAS in UVAN, quantomeno facendo rientrare nell'UVAN tutte le attuali UP obbligatoriamente abilitate rientranti in una stessa centrale
- chiarire la classificazione delle UVZ di immissione diverse da tipologia FRNP. La UVZ in questione integra la posizione fisica delle eventuali UP FRNP e dello sbilanciamento zonale. Ha quindi un duplice ruolo, e in particolare può non avere un sottostante fisico, nel caso il BRP non abbia unità di tipo FRNP. Per questo si ritiene che a queste unità dovrebbe essere assegnata nomenclatura diversa
- valutare con attenzione l'introduzione delle UVF, soprattutto in relazione ai possibili effetti delle stesse in termini di manipolazione del mercato ed effetti speculativi. L'introduzione delle UVF rischia di superare il modello attuale di mercato che prevede una corrispondenza tra offerte e movimentazioni fisiche di energia. Considerata la natura delle UVF, invitiamo ARERA a monitorare attentamente il loro comportamento, soprattutto in occasione dei cambiamenti del quadro regolatorio sui fondamentali del mercato (disciplina sbilanciamenti, configurazione zonale, etc...). Questo perché è molto importante evitare che soggetti estranei al sistema elettrico italiano (es. soggetti puramente finanziari od operatori esteri), estraendo risorse dal sistema, creino distorsioni o disequilibri sui mercati e arrechino danni degli operatori e del sistema stesso.

Con riferimento ai rapporti tra BRP e BSP, si ritiene che ci possano essere dei margini di miglioramento dei flussi e dei set informativi tra Terna, BRP e BSP nell'ottica di rendere più efficace l'attività di forecasting dei consumi da parte del BRP ritenendo che le relazioni tra i vari soggetti coinvolti ai fini del dispacciamento siano state delineate correttamente.

Si condivide la classificazione dei servizi ancillari nazionali globali, nella quale viene menzionata tra i servizi non relativi alla frequenza anche la messa a disposizione di potenza di corto circuito. In generale, si ritiene che occorra definire con maggiore dettaglio, sia da parte di Terna ma anche già nel TIDE, i diversi prodotti approvvigionabili con i servizi ancillari, le rispettive peculiarità e le modalità di approvvigionamento. Inoltre, per la selezione dei servizi offerti dalle unità abilitate, si propone di adottare un approccio di forte segmentazione dei prodotti negoziati sul mercato. Si ritiene in questo senso che sia utile e necessario richiedere a Terna la definizione di prodotti specifici in corrispondenza dei diversi servizi definiti nella sezione 6 del DCO. Coerentemente, Terna dovrebbe essere tenuta a pubblicare, con riferimento ai suddetti prodotti, i fabbisogni specifici ex-ante e le offerte selezionate ex-post. Un tale approccio darebbe segnali chiari agli operatori e trasparenza al mercato, oltre a favorire la concorrenza tra gli operatori (ogni risorsa avrà più chance di partecipare e aggiudicarsi la fornitura di servizi) e minimizzare i costi per il sistema. È possibile, eventualmente, ammettere raggruppamenti minimi di prodotti per servizi simili (non segmentando necessariamente per singolo servizio), ma è necessario superare l'attuale distinzione esclusiva riserva secondaria - altri servizi.

Con riferimento al tema del *portfolio bidding*, in generale si apprezza l'evoluzione proposta nel TIDE, sebbene si ritenga che non debbano essere previste limitazioni di portafogli in base a tipologie di unità né ancor meno in base alla tecnologia. Resterebbe in ogni caso all'operatore la facoltà di definire portafogli più piccoli. Tuttavia, l'aggregazione commerciale va accompagnata ad una maggiore flessibilità di gestione delle unità presenti nel portafoglio in fase di delivery dell'energia (nomine e partecipazione a MSD). In particolare, si ritiene necessario che si intervenga sui seguenti aspetti:

- minimizzazione dell'insieme di UAS/UNaP aventi obbligo di nomina e offerta puntuale in MSD
- aggregazione il più possibile delle UAS in UVAN, ad esempio facendo rientrare nell'UVAN tutte le attuali UP obbligatoriamente abilitate rientranti in una stessa centrale
- definizione di intervalli di fattibilità sulle unità abilitate: come segnalato già in altre consultazioni questi vincoli andrebbero identificati in modo selettivo ed essere remunerati

Il passaggio all'aggregazione di offerta andrebbe quindi accompagnato alle modifiche sopra indicate: in assenza di queste ulteriori modifiche alla programmazione, non si ritiene utile aggregare l'offerta a livello di portafogli. Inoltre, se si opterà per il passaggio al *portfolio bidding*, ciò dovrà essere necessariamente accompagnato anche da una maggiore trasparenza informativa da parte di Terna nella pubblicazione delle informazioni sulle nomine e delle posizioni commerciali.

In generale, con il passaggio al quadro regolatorio definito dal TIDE, la mole di dati sulle movimentazioni di unità, servizi e prodotti sui mercati dell'energia aumenterà sensibilmente. Per questo motivo, si ritiene che un maggiore livello di trasparenza informativa sulle movimentazioni sui mercati dell'energia sia fondamentale e indispensabile. Questo sia per

consentire agli operatori basi dati più ampie utilizzabili giornalmente per svolgere in modo più preciso ed efficace la propria attività di programmazione, che per semplificare i rapporti contrattuali dei BRP e BSP con i titolari delle risorse: la comunicazione puntuale e strutturata dei dati relativi alle movimentazioni non può essere lasciata alla gestione contrattuale, soprattutto se si considera che l'intenzione è quella di massimizzare la partecipazione di tutti i tipi di risorse e che i dati necessari sono già disponibili in forma strutturata e centrale presso i soggetti/operatori istituzionali (per tali motivi, non si dovrebbe aggiungere complessità al livello delle singole risorse, se la cosa può essere gestita a livello centrale). Si prenda in considerazione l'esempio di un BRP che abbia in portafoglio un numero rilevante di risorse di consumo di diversa taglia per le quali presenti programmi sulla base dei dati di misura relativi ai giorni precedenti a quello di flusso (tali dati di misura sono spesso molto più efficaci per la previsione del profilo di consumo di quanto non lo possano essere quelli trasmessi dai titolari, soprattutto per risorse con profilo irregolare). Nel caso in cui tali risorse siano nel portafoglio di un BSP differente, il BRP deve poter ricevere un flusso di dati strutturato che gli permetta in maniera automatica di nettare le movimentazioni dai dati di misura. Si richiede quindi che ARERA e Terna avviino una riflessione, coinvolgendo tutti gli altri soggetti interessati (AU, produttori, venditori, distributori), per individuare le soluzioni atte a migliorare, standardizzare, velocizzare e automatizzare le attività di scambio e pubblicazione dei dati di mercato.

Come primi esempi di intervento, si propone la pubblicazione in tempi rapidi da parte di Terna delle quantità accettate nelle sessioni del bilanciamento o la definizione di un flusso per lo scambio tra BSP e Terna e tra Terna e BRP della ripartizione delle movimentazioni delle unità. In generale occorre poi che:

- Terna renda pubbliche le informazioni in formati standardizzati e aperti, ad esempio in formati derivati da XML (la precisazione soprattutto per quanto riguarda le nuove informazioni che Terna dovrà pubblicare: ad esempio, il grafo della rete dovrebbe essere pubblicato utilizzando un formato come GraphML, o altro formato analogo per lo scambio dati organizzati come grafi).
- I dati vengano resi disponibili con modalità che permettano di avere la lista dei file ed effettuare il download in modo automatizzato da parte degli operatori, in maniera da poter svolgere quest'attività direttamente via software, diversamente da quel che avviene ora. Con questo si chiede a Terna di implementare delle API per consentire il download dei file, o almeno di pubblicarli attraverso un qualche tipo di repository. A titolo di esempio, questo potrebbe essere fatto implementando un sito FTP oppure appoggiandosi ad un sistema di versionamento (esempio: git).

Per quanto concerne le modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari globali, si accoglie positivamente la proposta di approvvigionare la riserva primaria (FCR) tramite procedure di mercato a pronti (aste). Si accoglie positivamente la possibilità prospettata da ARERA di introdurre forme di approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali. Tuttavia, si ritiene che il TIDE debba spingersi oltre, ponendo le basi per un vero e proprio segmento di mercato, dedicato e supplementare al MSD e disciplinato secondo criteri di neutralità tecnologica, per l'approvvigionamento a termine di una più ampia gamma di servizi ancillari nazionali. Tale approvvigionamento dovrebbe essere segmentato distinguendo le caratteristiche dinamiche di ciascun servizio e il verso di attivazione, dando modo a ciascuna

risorsa di far emergere il proprio vantaggio comparando nel segmento in cui è più competitiva, con aumento della concorrenza e riduzione dei costi di sistema. L'approvvigionamento a termine sarà importante per consentire a Terna di approvvigionarsi in anticipo di margini adeguati di riserva necessari, in un contesto che sarà caratterizzato dalla sempre minore disponibilità di produzione programmabile.

Un simile segmento di mercato richiederà necessariamente delle misure finalizzate a da un lato consentire il *revenue stacking*, e dall'altro evitare le doppie remunerazioni. Ad esempio, la capacità selezionata per essere disponibile alla modulazione straordinaria del carico non dovrebbe essere remunerata anche per la partecipazione al mercato del bilanciamento e ridispacciamento, a meno di non rinunciare alla prima. Oltre ad evitare una doppia remunerazione, tale principio è funzionale al corretto dimensionamento delle riserve: la capacità di modulazione straordinaria proprio per il fatto che viene attivata solo in condizioni critiche - e dopo che tutte le altre risorse di rete sono state attivate (cfr. TIDEBOX pag. 31) - va mantenuta fuori dal computo delle risorse disponibili ai fini delle normali attività di bilanciamento e ridispacciamento, nonché dal computo delle risorse che contribuiscono all'adeguatezza di sistema.

È essenziale, inoltre, che siano correttamente definite le regole per la definizione della baseline, specialmente rispetto alla partecipazione delle risorse aggregate (UVAZ) e per i servizi di modulazione straordinaria per identificare correttamente il sottostante di energia da remunerare. In merito al calcolo della baseline, si condivide l'approccio proposto nel DCO, che prevede che sia il TSO a calcolare la baseline secondo una metodologia statistica esplicitata nel CdR (es. metodologia del tipo drop by con aggiustamento della baseline sulla base di misure in near real time). Accanto a tale opzione dovrebbe essere comunque mantenuta la possibilità per il BSP di fornire autonomamente la baseline, purché questa garantisca gli stessi standard di correttezza e affidabilità di quella calcolata dal TSO per la medesima UVAZ o classe di UVAZ.

Un altro tema di rilievo riguarda la valorizzazione esplicita degli intervalli di fattibilità. Considerato che gli intervalli di fattibilità sono equiparabili a un ordine di dispacciamento vero e proprio, si ritiene che da subito il TIDE dovrebbe prevedere una soluzione per introdurre una modalità di remunerazione degli intervalli di fattibilità, in quanto il mantenimento del programma all'interno di tale intervallo è un servizio che l'operatore offre al sistema, poiché limita le proprie azioni sul MI-XBID, e quindi per il quale dovrebbe ricevere una remunerazione che rifletta almeno il costo opportunità legato alla mancata partecipazione agli altri mercati – per l'utente del dispacciamento che rispetta i vincoli operativi imposti da Terna con l'intervallo di fattibilità.

Inoltre, diversamente da quanto illustrato nell'articolato, si propone che venga introdotta la possibilità di sottoporre offerte a prezzi negativi su MSD sulle piattaforme di bilanciamento UE (rimuovendo i vincoli di offerta da tali piattaforme) e almeno per il servizio di modulazione straordinaria, al fine sia di essere allineati con la normativa UE che di promuovere la fornitura di servizi a scendere da parte delle UP non programmabili. Possibilità di forte rilievo in un contesto di mercato come quello futuro caratterizzato da un'alta penetrazione delle FER e da un ruolo di punta dei sistemi di accumulo. Vista la sua rilevanza e la necessità di un'analisi più

approfondita, sarebbe auspicabile organizzare un tavolo tecnico ARERA per discutere il tema assieme agli operatori.

## **8. Posizione Confindustria sulle Garanzie di Origine – G.O.**

In via preliminare si ritiene che il certificato della garanzia di origine (G.O.), come previsto al punto 55 della Direttiva (UE) 2018/2001, debba attestare l'origine rinnovabile dell'energia sottostante, Confindustria è quindi contraria alla creazione di un mercato separato delle G.O., che sarebbe in aperto contrasto con le finalità della normativa comunitaria e con gli interessi di tutti i consumatori al contenimento dei costi della transizione energetica.

Confindustria ritiene, inoltre, che la nascita di un mercato secondario delle G.O. possa essere oggetto di comportamenti speculativi, soprattutto in considerazione della futura scarsità presunta di questi certificati in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione: un esempio tristemente noto è quanto accaduto nel mercato della CO2.

Confindustria propone quindi che si possa consentire una “vita separata” dell'energia immessa e della G.O. ma solo nell'ambito di scambi produttore – consumatore.

È necessario, inoltre, garantire che ci sia piena intercambiabilità e interscambiabilità con le G.O. degli altri Paesi europei.

Confindustria ritiene opportuno evidenziare che, pur nell'esigenza di adottare al più presto la disciplina sulle garanzie di origine – G.O., è fondamentale dare il via ad una consultazione strutturata. La disciplina in questione, infatti, interessa in modo trasversale molteplici settori ed operatori (energia elettrica, gas, biometano, idrogeno, energia termica, produzione, vendita al cliente finale, consumo, etc.) e richiede pertanto un'analisi approfondita e condivisa con le aziende interessate.

In relazione alle tempistiche, si evidenzia l'importanza che il decreto venga approvato in tempi rapidi perché la disciplina delle garanzie d'origine è fortemente connessa agli sviluppi di biometano e idrogeno. Tuttavia, l'entrata in vigore delle disposizioni a partire dal 1° gennaio 2023 potrebbe risultare critica. Se infatti il decreto non fosse disponibile in tempi rapidissimi, le disposizioni introdotte, una volta adottate, rischierebbero di impattare sulle scadenze nel frattempo intervenute ad esempio in materia di fuel mix.

## **9. Revisione Market Design elettrico**

Lo scorso 14 marzo la Commissione europea ha pubblicato un pacchetto di proposte volte a riformare, seppur con azioni mirate, il mercato elettrico dell'Unione europea per accelerare l'aumento delle energie rinnovabili e il phase out graduale del gas naturale, riducendo al contempo l'impatto della volatilità dei prezzi sulle bollette energetiche e aumentando i livelli di protezione contro future impennate dei prezzi e potenziali manipolazioni del mercato. Si tratta, in particolare, di una proposta di Regolamento per migliorare la configurazione del mercato comunitario dell'energia elettrica; un'iniziativa legislativa volta ad aumentare i livelli di protezione dell'Unione contro le manipolazioni del mercato all'ingrosso dell'energia e una

raccomandazione sullo stoccaggio dell'energia. Rispetto al contenuto della proposta di riforma, il lavoro svolto da Confindustria nelle fasi antecedenti la pubblicazione, con continue interazioni con il Governo nazionale e attori comunitari ha sicuramente contribuito ad avere un risultato finale che *prima facie* sembra in linea con gli interessi dell'industria italiana. A livello europeo viene, infatti, proposta un'architettura generale che, una volta finalizzata, potrebbe creare le condizioni per una struttura di mercato nazionale ispirata al nostro studio sul mercato elettrico italiano.

Ad esempio, la proposta risponde alla necessità di supportare investimenti di lungo termine e rendere la bolletta elettrica meno dipendente dalle fluttuazioni dei prezzi dei mercati di breve termine, in particolare dei prezzi dei combustibili fossili nel medio e lungo termine.

Il testo incentiva, inoltre, la diffusione di accordi di acquisto di energia (i cd. Power Purchase Agreement), attraverso i quali i consumatori industriali possano acquistare direttamente energia rinnovabile e non fossile con profili adeguati alle loro esigenze, imponendo al contempo agli Stati membri di assicurare la disponibilità di forme di garanzia per il rischio controparte.

Si propone anche di promuovere lo sviluppo di risorse di flessibilità, prevedendo un obbligo in capo a ciascuno Stato di valutare le necessità e stabilire obiettivi, e la possibilità di introdurre nuovi schemi di sostegno (in particolare per stoccaggio e demand response scheme) e di sostenere nuovi investimenti nella produzione di energia elettrica rinnovabile e non fossile attraverso contratti per differenza.

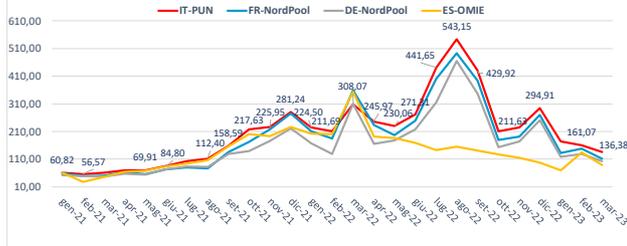
Da un punto di vista operativo, la proposta di Regolamento è stata messa in consultazione fino al 12 maggio ed è ferma intenzione del Parlamento europeo e del Consiglio dell'UE, nonostante le proposte siano soggette a procedura legislativa ordinaria, di procedere con lavori accelerati per cercare entro l'anno di arrivare ad un accordo di compromesso.

# Report Mercati energetici e Ambientali

## Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

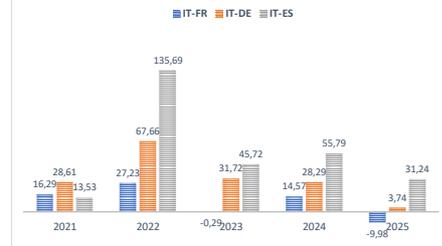
### Mercato Elettrico - Spot

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



\*Media prezzi giornalieri fino al 31.03.2023

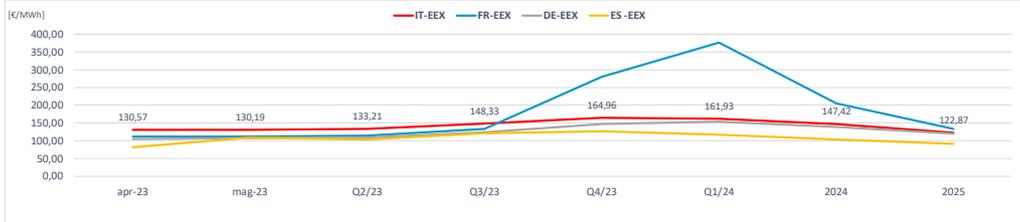
Spread Elettrico €/MWh



\*quotazioni future del 29.03.2023

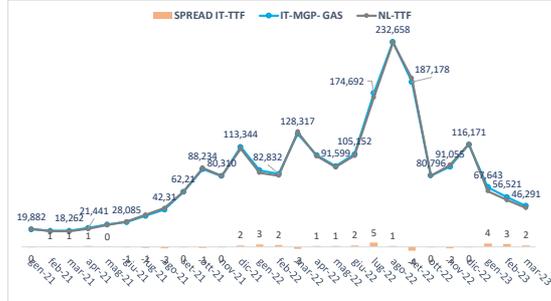
### Mercato Elettrico - Future

Prezzi future delle principali borse elettriche europee al 29.03.2023, €/MWh



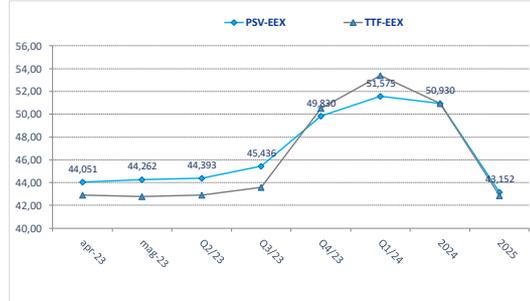
### Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



\*Media prezzi giornalieri fino al 31.03.2023

Prezzi future delle principali borse gas europee al 29.03.2023 - €/MWh



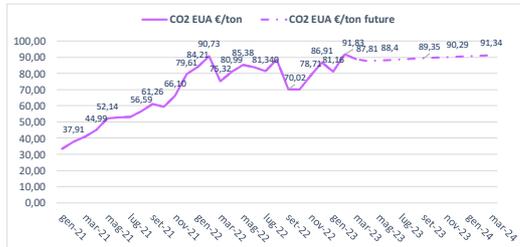
### Mercato Commodities

Prezzi future al 29.03.2023

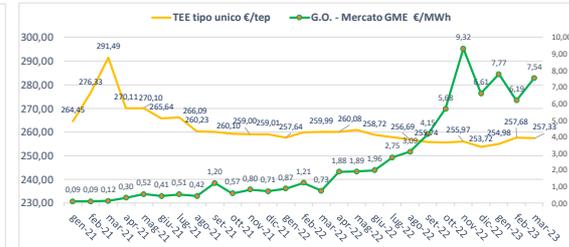


### Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 29.03.2023



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMI, 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