

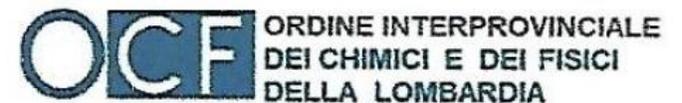
Transizione energetica e tendenze a livello globale: impatto delle norme UE sull'Italia

ALESSANDRO CLERICI

Presidente onorario WEC Italia e FAST ex
Presidente AEIT

LA TUTELA DELL'AMBIENTE

CONVEGNO Milano 13-4-2024



Pur non trascurando l'importanza fondamentale dell'efficienza e dei risparmi energetici, che devono essere fortemente perseguiti e che implicano una certa revisione e cultura degli stili di vita, mi soffermerò sul settore energetico e la sua transizione che va vista a livello globale, considerando le emissioni dai vari settori e le differenze e le tendenze delle diverse aree geopolitiche.

Non essendo ancora disponibili i dati consolidati a livello mondiale del 2023, prendo come riferimento il 2022, caratterizzato da un trend più in linea con il passato, rispetto ad un 2021 di forte recupero dei consumi dopo la pandemia.

Avrete a disposizione le slides , ne salterò alcune ed in quelle che presento mi soffermerò sui messaggi principali per rimanere nei tempi-

UNA PREMESSA SULL'EFFETTO

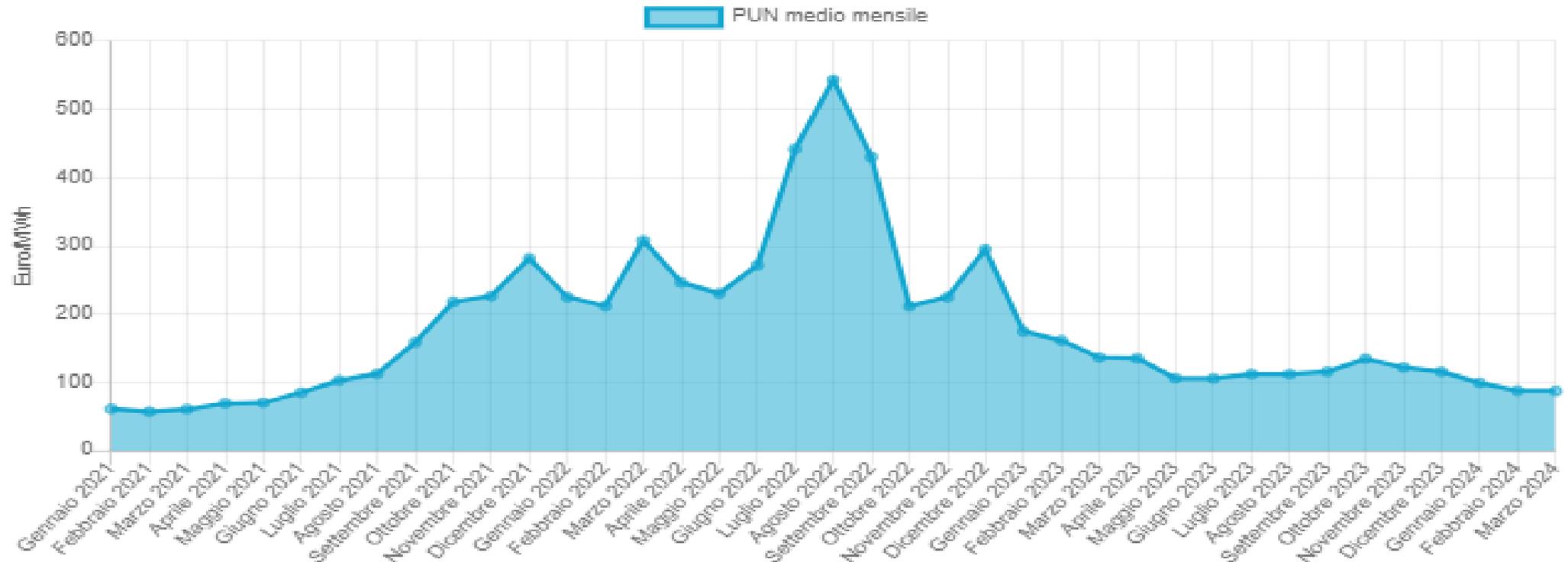
PUN(Prezzo Unico Nazionale medie mensili) elettricità in borsa in Italia in €/MWh dal 2021 a

Il prezzo del PUN a febbraio 2024

PUN Prezzo medio mensile (*baseload*)

94,03 €/MWh

Andamento del prezzo luce (PUN)



Fonte: dati del Gestore dei Mercati Energetici (GME). I dati di Marzo si riferiscono ad un valore in evoluzione.

L'EFFETTO UCRAINA E' TERMINATO; MA.....

L'inizio della crisi globale con alti prezzi e problemi di sicurezza dell'energia è già avvenuto da dicembre 2020/gennaio 2021 ben prima dell'invasione dell'Ucraina del 24 febbraio 2022 con un quintuplicarsi dal dicembre 2020 al dicembre 2021 ad esempio in Italia del prezzo in borsa del PUN dipendente fortemente dal gas

Il PUN è crollato dagli oltre 550 €/MWh di agosto 2022 a meno di circa 100 €/MWh ai primi di marzo 2024 ma il problema di fondo rimane: la grande diminuzione degli investimenti in ricerca e sviluppo di nuove fonti fossili a partire degli anni passati dovuta ad una loro demonizzazione con una svolta green sia del mondo finanziario e sia delle big oil/gas & coal companies e di società elettriche ed investitori, senza avere raggiunto una sicurezza di approvvigionamenti di energia da altre fonti.

**IMPORTANZA ENERGIA PER
SVILUPPO SOCIALE**

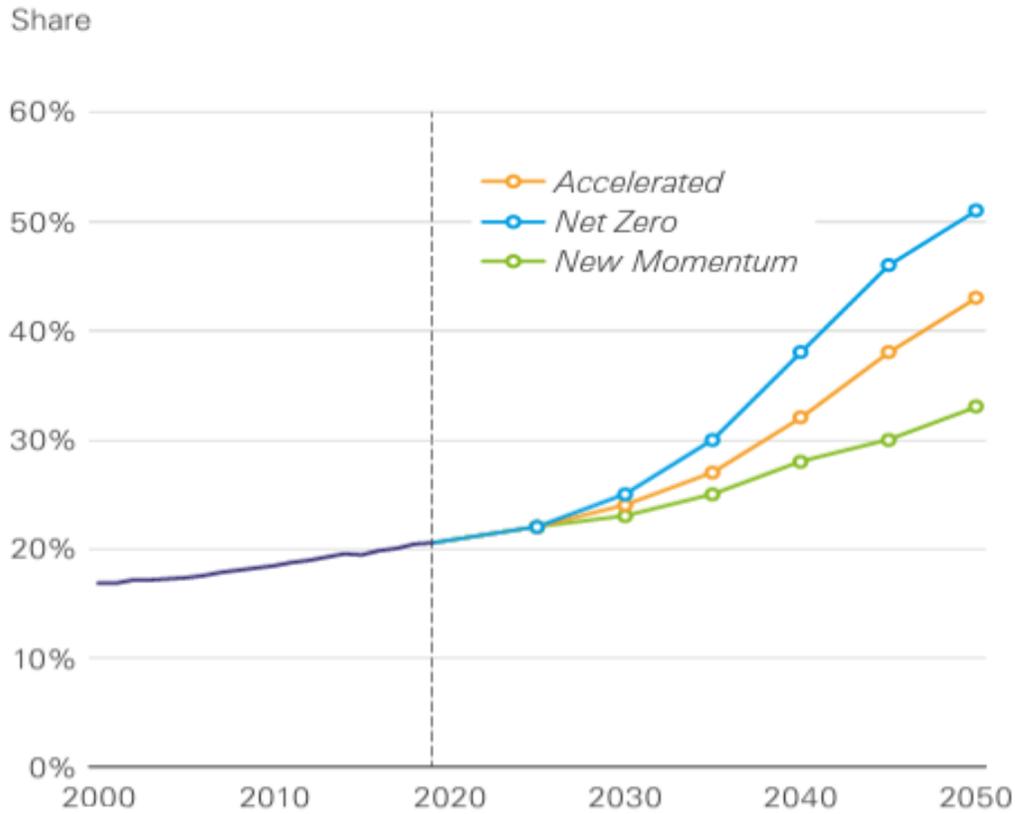
**ELETTRICITA' SEMRE PIU'
IMPORTANTE**

L'energia è il fattore dominante per lo sviluppo sociale ed economico delle popolazioni : legame diretto tra energia e sviluppo

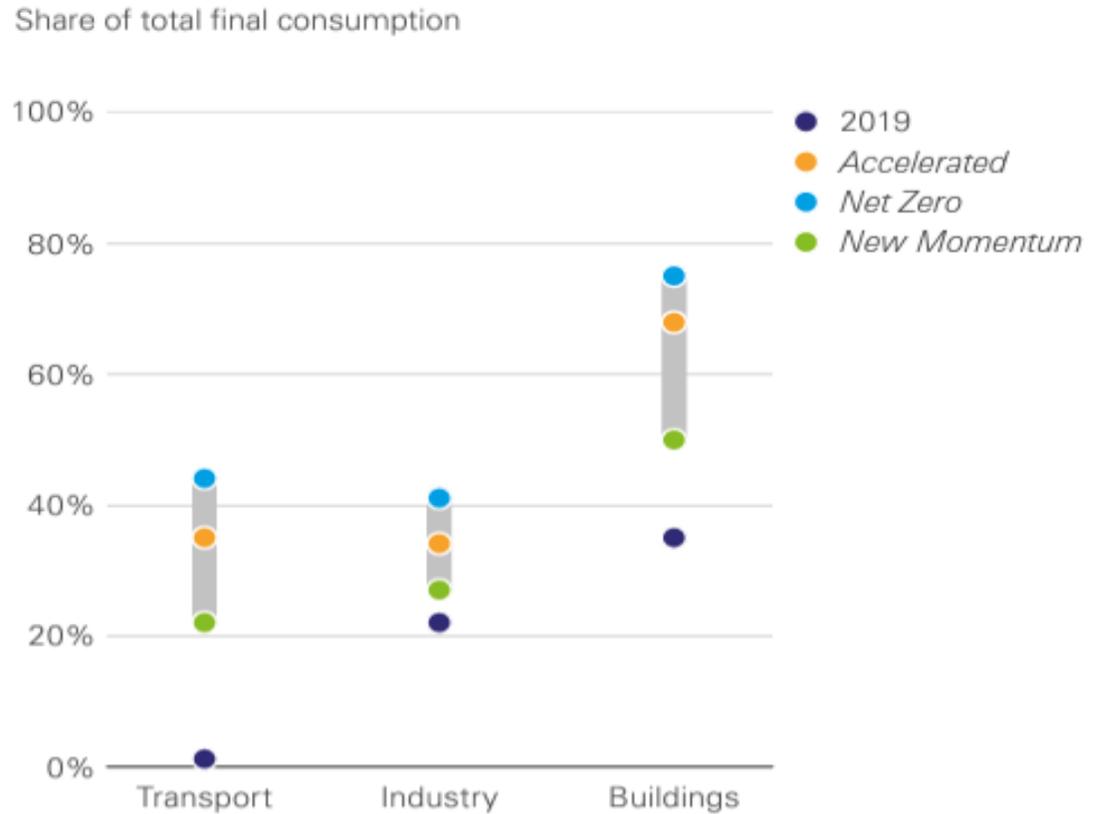
- Il legame tra energia ed ambiente sempre più stretto
- La popolazione mondiale è oggi di 8,1 miliardi con 360.000 nati/giorno e 120.000 abitanti in più ogni giorno e si prevedono 9,5 miliardi al 2050
- - Da BP: in 10 anni dal 2012 al 2022 (anno dopo il 2021 di recupero forte post pandemia per consumi energetici non replicato nel'22)
- la popolazione è aumentata del 12%
- i consumi di energia primaria +14%
- le emissioni di CO2 + 6,7%
- la produzione di elettricità + 27%

Electricity demand expands significantly as prosperity in emerging economies grows and the world increasingly electrifies

Electricity as a share of total final consumption



Range of electrification across end-use sectors in 2050



Nel 2015 la COP 21 a Parigi ha impegnato a livello giuridico 177 Paesi firmatari a mantenere l'innalzamento della temperatura terrestre sotto i 2°C e – se possibile – sotto 1,5°C, rispetto ai livelli pre-industriali.

Vari Stati si sono impegnati a raggiungere zero emissioni in date prima o dopo il 2050, legate alle loro situazioni energetiche e sociopolitiche.

L'Unione Europea si è posta l'obiettivo di essere il primo continente a raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 con un susseguirsi di targets che superano di volta in volta i precedenti

Per stimare i fattori che determineranno il successo o meno nel raggiungimento dell'obiettivo globale vale la pena di esaminare la situazione attuale delle varie aree geopolitiche con i loro tassi di variazione dei consumi di energie primarie, della produzione di energia elettrica e delle emissioni climalteranti.

**CONSUMI ENERGIE
PRIMARIE, ELETTRICITA' ED
EMISSIONI DI CO₂**

**TENDENZA DEGLI ANDAMENTI A
LIVELLO GLOBALE E PER
DIFFERENTI AREE**

**Average Annual Growth dal
2012 al 2022**

2022-Consumi globali di energie primarie (14.427 MTEP), produzione di elettricità (29.165 TWh) e emissioni di CO₂ (34.370 Mton)-

Elaborazione dati da Energy Institute

	Popolazione %	Energie primarie domanda		Produzione elettricità		Emissioni CO ₂ da energia	
		% mondo	AAG	% mondo	AAG	% mondo	AAG
Mondo	100	100	1,4	100	2,5	100	0,6
Paesi non OCSE	82,8	61,2	2,3	61,1	4,2	66,3	1,6
Paesi OCSE	17,2	38,8	0,1	38,9	0,3	33,7	-0,9
UE	5,6	9,6	-0,8	9,6	-0,4	7,9	-1,7
Italia	0,7	1	-1,3	1	-0,4	0,9	-1,5
Stati Uniti	4,2	15,9	0,6	15,6	0,5	14	-0,5
Africa	17,8	3,4	1,9	3,1	2,1	3,8	1,4
India	17,6	6	3,8	6,4	5,5	7,6	3,6
Cina	18,3	26,4	1,1	30,3	5,9	30,6	1,6

TRANSIZIONE

-ITALIA IN LINEA RISPETTO A RIDUZIONI MEDIE UE

I paesi non OCSE ed in via di sviluppo, che assommano l'83% della popolazione mondiale, dominano i 2/3 delle emissioni climalteranti, con un incremento differenziale medio annuo di 2,5 punti % superiore di quello dei paesi OCSE (AAG negativo di 0,9%) e di 3,3 punti% rispetto alla UE (AAG negativo dell'1,7% con Italia al -1,5%).

La UE conta ad oggi per il 7,9% delle emissioni ed al 2030 conterà meno del 6%. Pur riconoscendo l'importanza che ognuno debba contribuire alla decarbonizzazione il suo annullamento al 2050 da parte dell'Europa darebbe un contributo del tutto marginale al raggiungimento dell'obiettivo globale.

Ciò, se non si passa da una costosa visione solo eurocentrica, con impatti sulla competitività UE, a una prospettiva di investimenti con tecnologie verdi al di fuori di UE con procedure e ritorno di finanziamenti e investimenti tutti da approfondire.

Questo in paesi che devono supportare la crescita e lo sviluppo sociale delle loro popolazioni con sostanziosi aumenti dei consumi energetici pro capite.

Resta comunque il fatto che la decarbonizzazione globale dipende da quanto si realizzerà nei paesi in via di sviluppo.

L'Africa ha oggi:

-1,4 miliardi di abitanti, saranno 2,5 nel 2050

-un consumo pro capite di energie primarie 1/12 di quello dei paesi OCSE, di 1/20 di Stati Uniti

- un consumo pro capite di elettricità in 30 nazioni inferiore a 100 kWh/anno :1/50 di Italia(a 5000 kWh/annoX persona).

- un'età media della sua popolazione di 19 anni.

ENERGIE PRIMARIE: PERCENTUALI PER FONTI 2022

In rosso la singola fonte principale per ogni raggruppamento di paesi

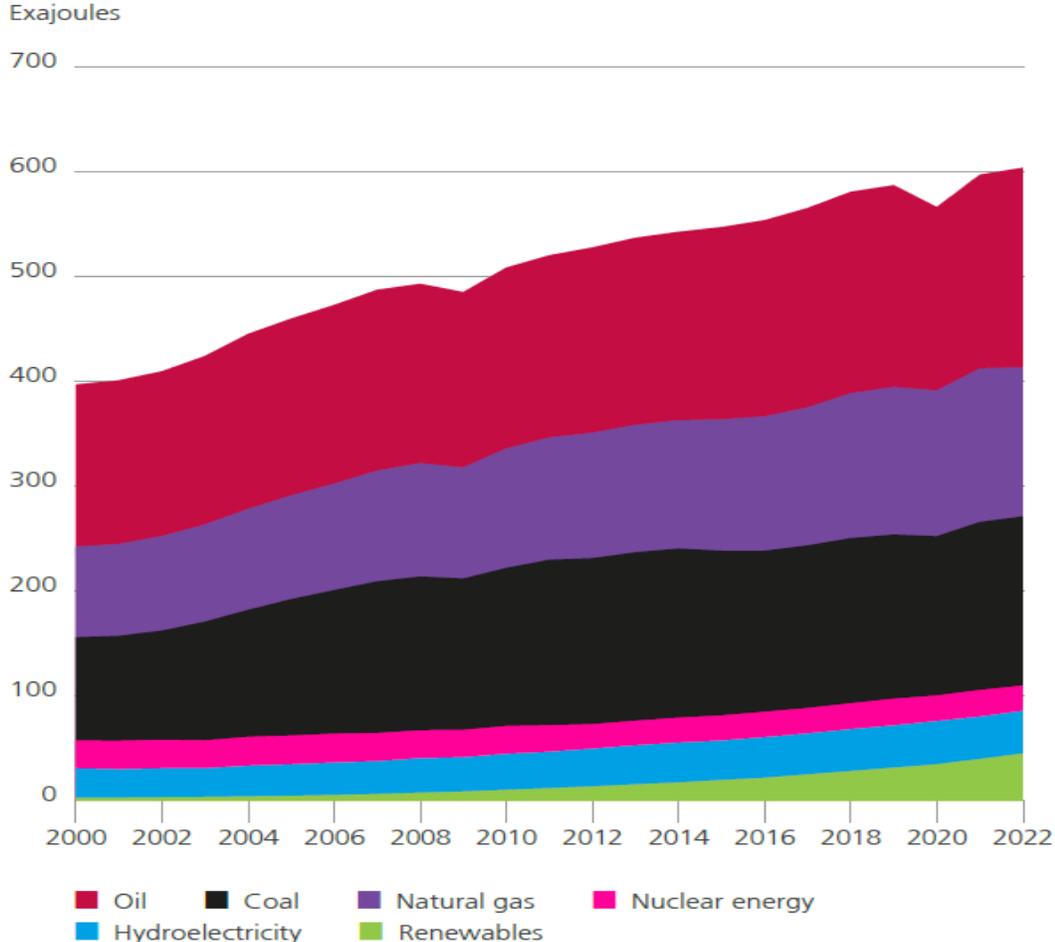
Elaborazione dati da Energy Institute

	Petrol io	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Attre RES *
MONDO	31,6	23,5	26,8	3,9	6,7	7,5
NON - OECD	27,7	21	35,8	2,2	7,4	5,9
OECD	37,5	27,6	12,3	6,9	5,7	10
UE	38	21,2	12	9,4	4,5	14,9
ITALIA	40,2	38,3	5	0	4,1	12,4

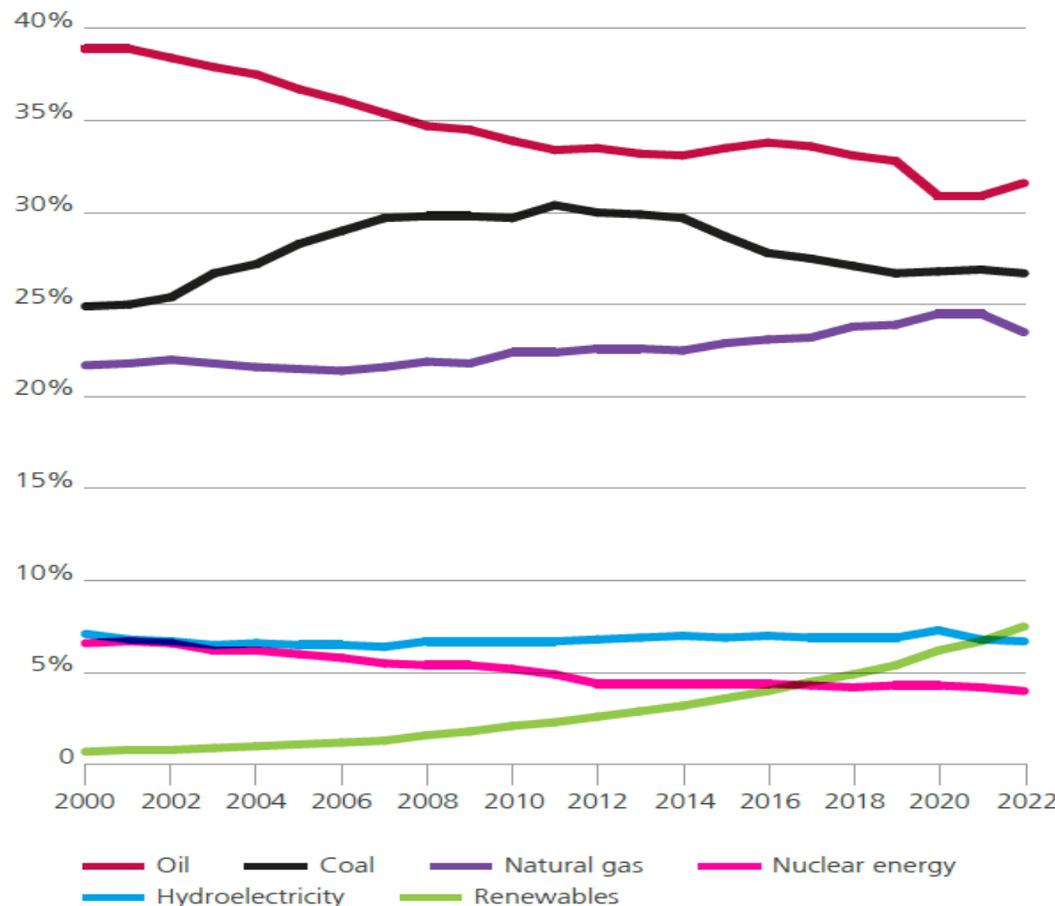
(*) ALTRE RES: EOLICO+SOLARE+BIOMASSE+GEOTERMIA

Consumo Mondiale di energia primaria per fonte dal 2000 al 2022 (da Energy Institute basati su dati BP) -1 EJ =24MTEP

World consumption



Share of global primary energy



PRODUZIONE ELETTRICITA' : PERCENTUALI PER FONTI 2022

In rosso la singola fonte principale per ogni raggruppamento di paesi

Elaborazione dati da Energy Institute

	Petrolio	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Altre RES	Altre fonti
MONDO	2,5	22,7	35,4	9,2	14,9	14,4	0,9
NON - OECD	3,2	17,8	45,6	5	16,4	11,5	0,5
OECD	1,4	30,4	19,3	15,7	12,4	19	1,8
UE	1,6	19,8	16,4	21,6	9,8	28,5*	2,3
ITALIA	3,3	54,4	6,1	0	9,8	25,7	0,3

(*) EOLICO 15,2% -- FOTOVOLTAICO 7,3% -- BIOMASSE
+ GEOTERMICO 6%

Nelle energie primarie a livello mondo le 3 fonti fossili presentano nel 2022 una quota dell'81,9% (petrolio 31,6, carbone 26,8, gas 23,5) rispetto all' 82,2% del 1965 e all'85% nel 2000. Numeri che mostrano come il processo di decarbonizzazione a livello globale sia lento, nonostante la rapida crescita dal 2000 delle energie rinnovabili differenti dall'idroelettrico, che hanno raggiunto nel 2022 la quota del 7,5%, con eolico al 3,2%, il solare al 2,1%, il geotermico+biomasse al 2,2%.

Nella produzione lorda di elettricità a livello mondiale le fonti fossili vedono una quota del 60,6% nel 2022, rispetto al 64% nel 1985 e al 65,3% nel 2000; il carbone nel 2022 è dominante al 35,4 %, trainato dai paesi non OCSE (carbone al 45,6%), seguito dal gas al 22,7% e dall'idro al 14,9%. Quest'ultimo sta per essere superato dalle FER differenti dall'idroelettrico che hanno raggiunto il 14,4 %, con eolico al 7,2%, solare al 4,1% e un prorompente sviluppo dal 2000. Il nucleare è al 9,2% e il petrolio (2,5%) è praticamente scomparso nel settore elettrico.

A livello UE nei consumi di energie primarie si ha nel 2022 il 71,2% da fossili (38% petrolio, 21,2% gas, 12% carbone), altre FER 14,8%, nucleare 9,4%, idro 4,5%.

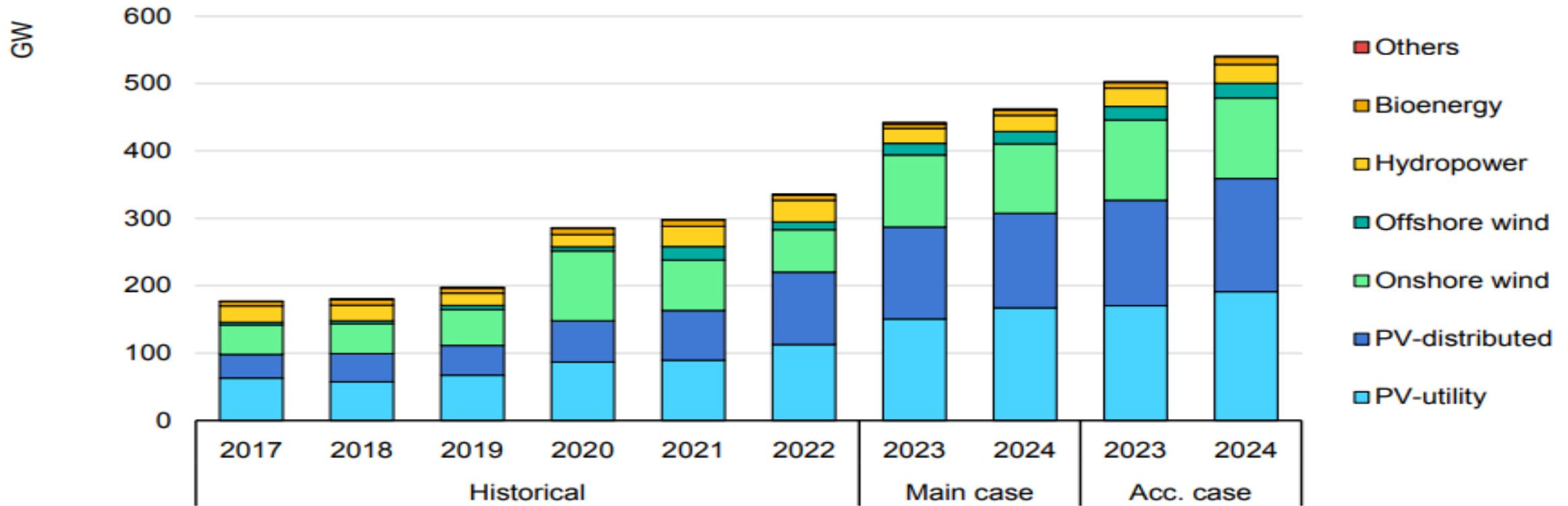
Nella generazione elettrica la fonte con maggior quota in UE è il nucleare al 21,6 %, seguito dal gas al 19,8%, carbone 16,4%, eolico 15,2%, idro 9,8%, solare 7,3%, biomasse+geotermico 6%, petrolio al 3,3% ed altre fonti al 2,3%. Il 2022 registra un totale del 38,2% di rinnovabili, rispetto al 37,5% di fonti fossili.

In Italia nel 2022 il consumo di energia primaria è stato soddisfatto dalle fonti fossili per l'83,3% (40,2% petrolio, 38,3% gas, 5% carbone), in grandissima parte importati con un serio problema per la sicurezza di approvvigionamenti (rispetto ad una dipendenza UE di oltre 15 punti % inferiore). Il resto: 12,4% di FER diverse dall'idro (4,1% con un crollo del 37%) ed un ben noto 0% di nucleare,

Nei consumi lordi di elettricità nel 2022 abbiamo avuto 325 TWh totali con il gas 54,2%, importazioni da estero 14%, idro 9,8%, fotovoltaico 9,6%, eolico 7,5%, carbone 6,1% (in aumento per sopperire in parte il crollo di idro e riduzione gas da Russia) e petrolio 3,3% .

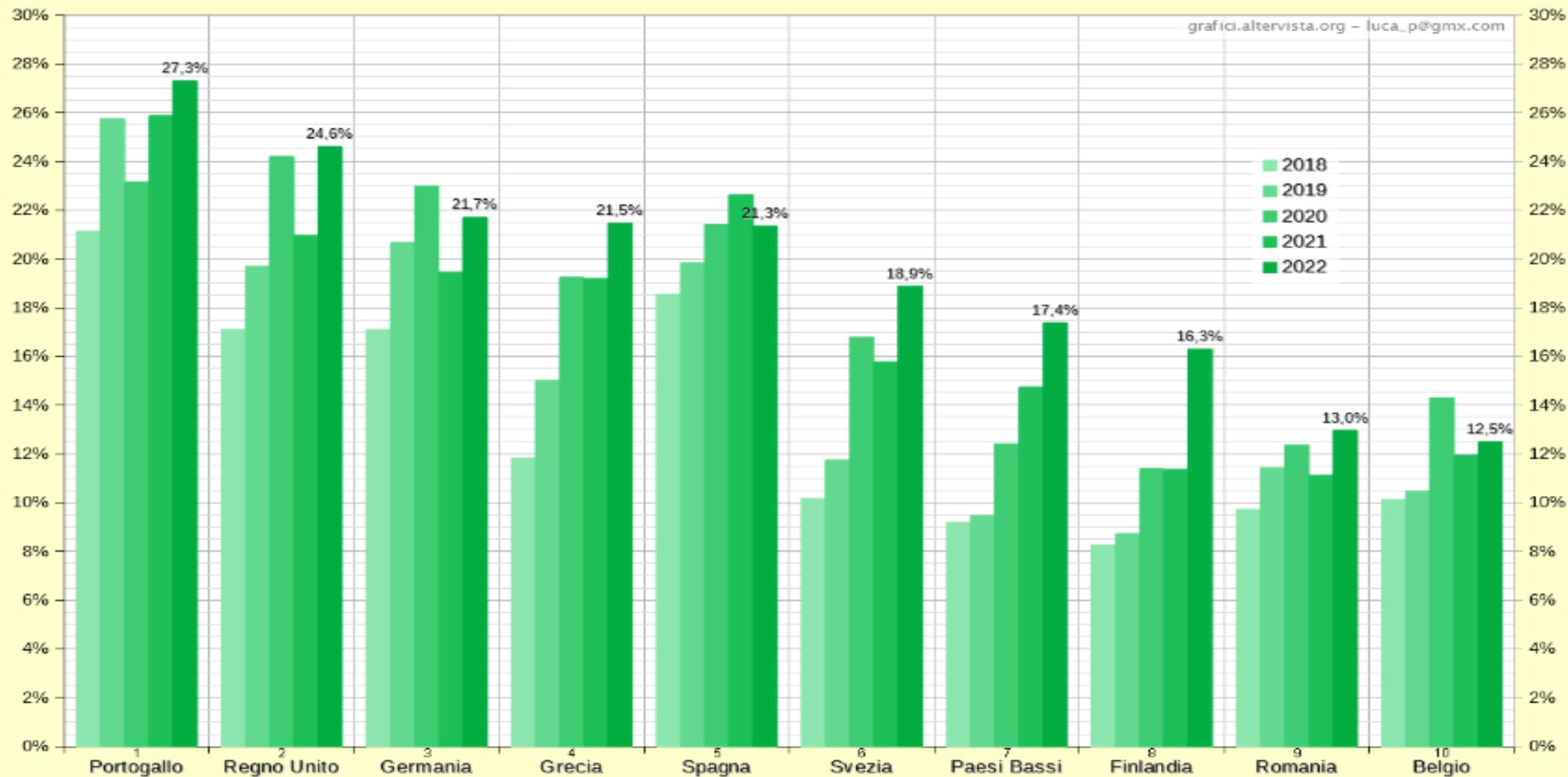
Sviluppo annuale in GW a livello mondiale delle rinnovabili dal 2017 per tecnologia e con i forti aumenti nel 2023 e 24 previsti dal “Renewable Energy Market Update - Outlook for 2023 and 2024” della IEA .DOMINIO SOLARE.

Net renewable electricity capacity additions by technology, historical, main and accelerated cases



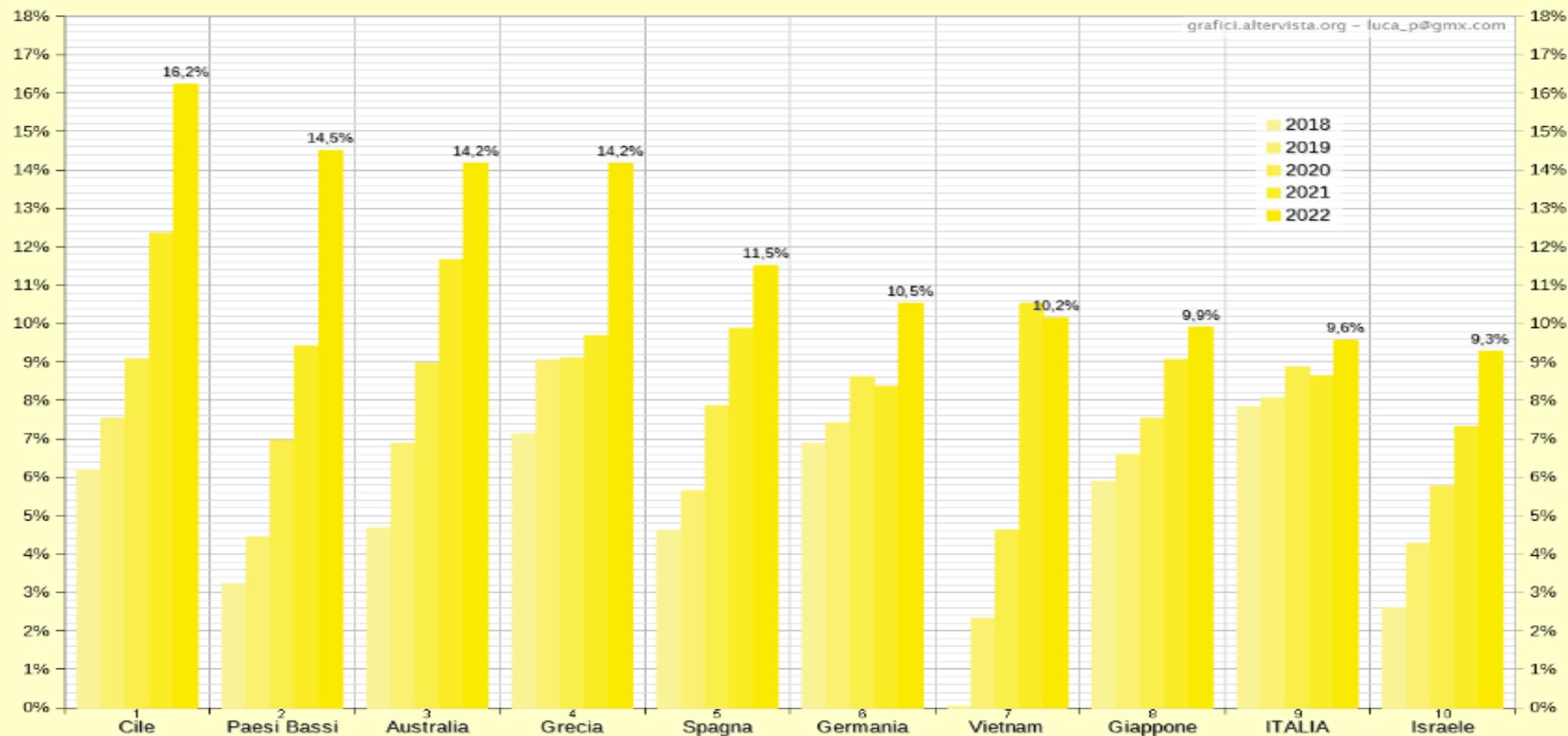
IEA. CC BY 4.0.

Primi 10 paesi al mondo per quota di produzione eolica nel 2022 (percentuali su produzione nazionale)



Origine dati: Energy Institute Statistical Review of World Energy

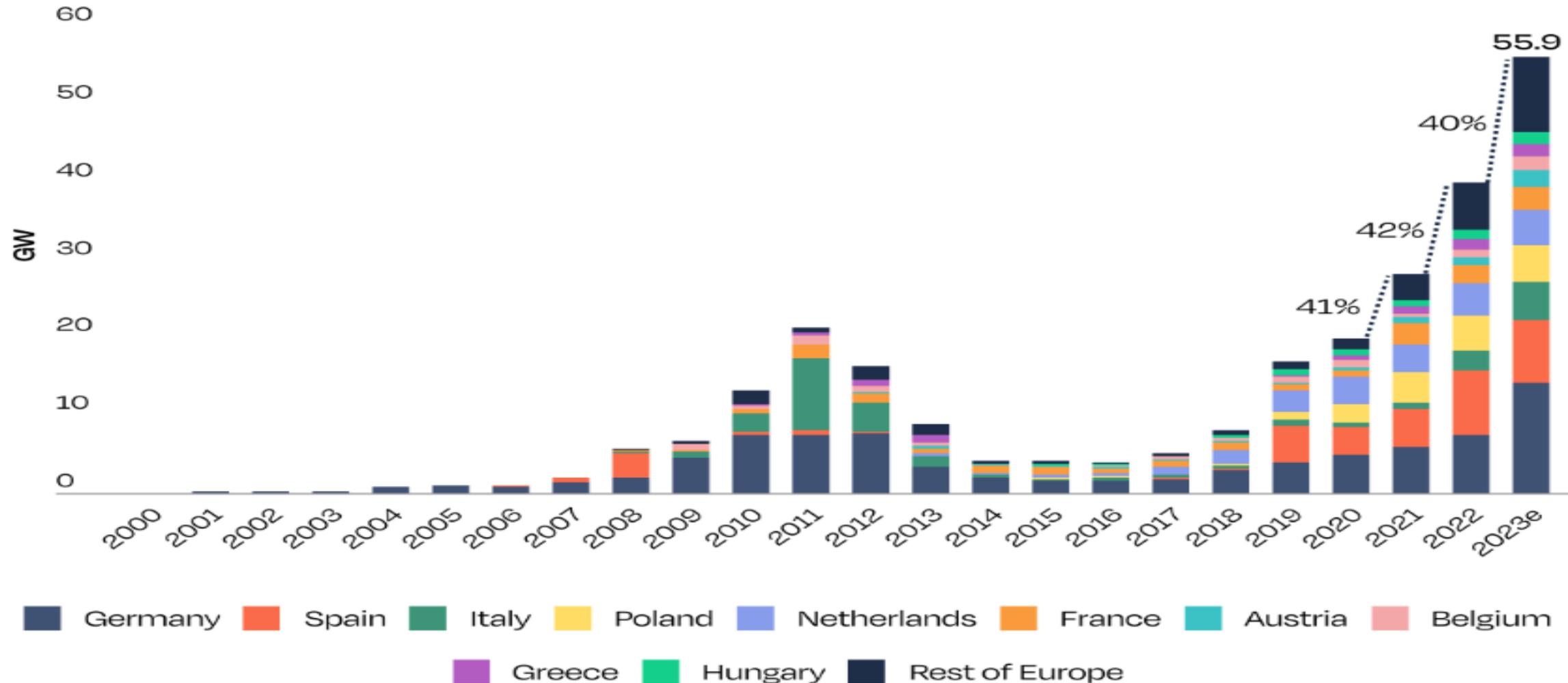
Primi 10 paesi al mondo per quota di produzione solare nel 2022 (percentuali su produzione nazionale)



Origine dati: Energy Institute Statistical Review of World Energy

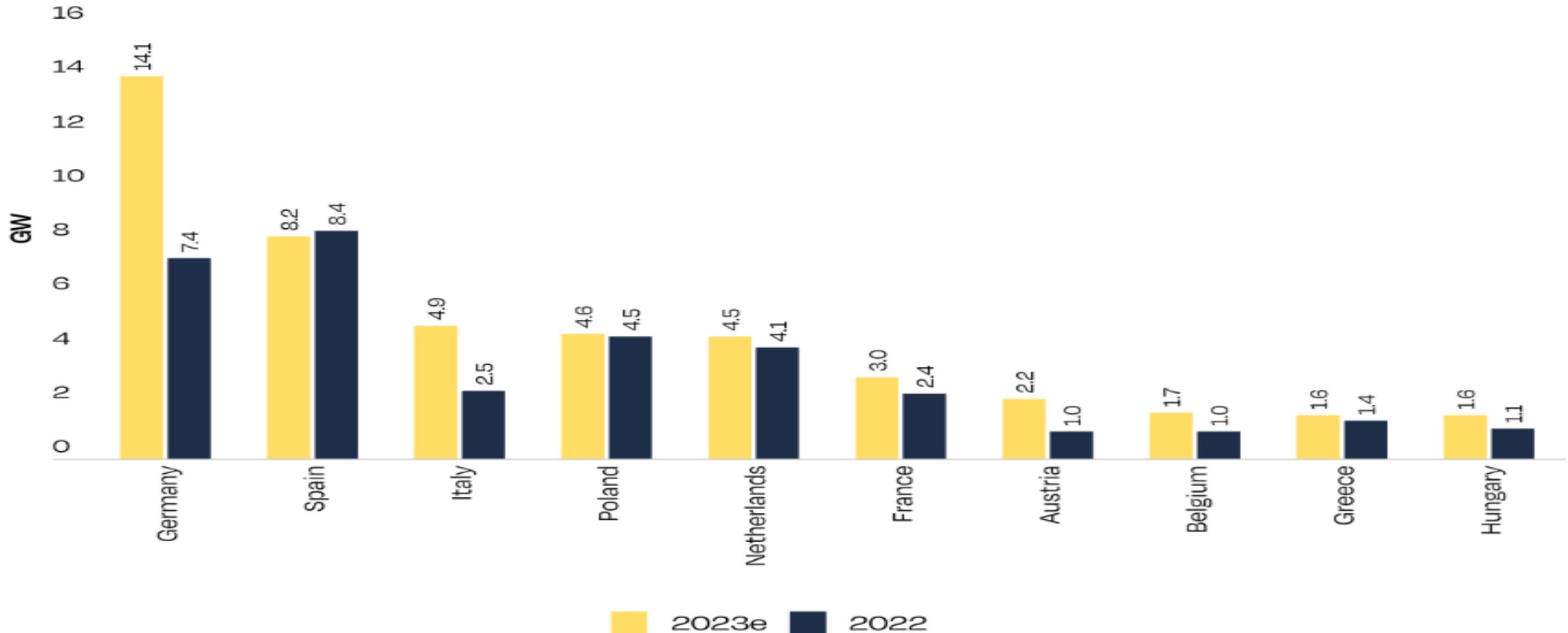
Potenza dell'installato annuale del solare in UE dal 2000 al 2023 (stima). Effetto incentivi 2008-2013 e poi crollo-Fonte Solar Power

EU-27 Annual Solar PV Installed Capacity, 2000-2023



. Le prime 10 nazioni in UE per potenza di fotovoltaico nel 2023 confrontata con la potenza del 2022. Fonte Solar Power Europe

Top 10 EU-27 Solar Markets, 2022-2023



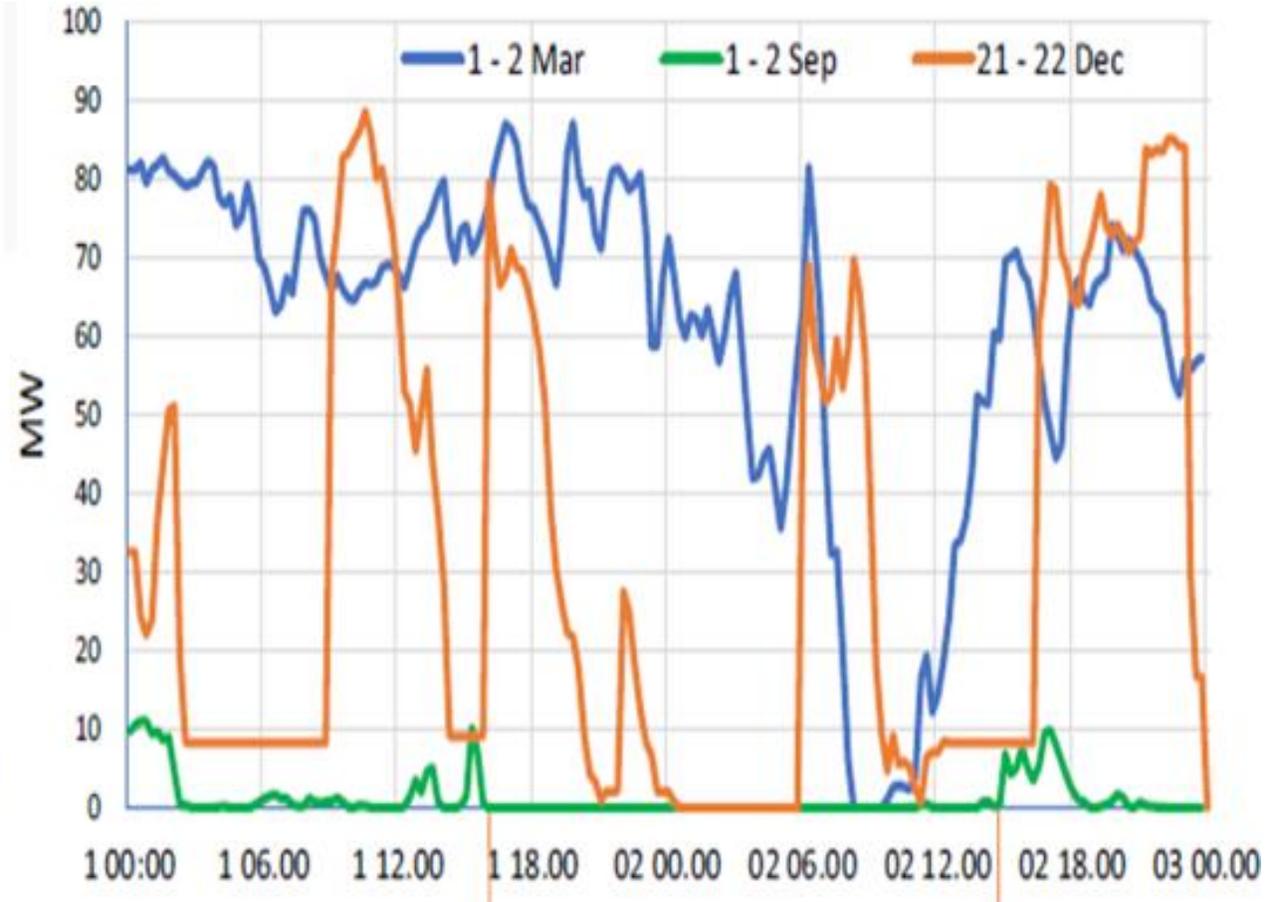
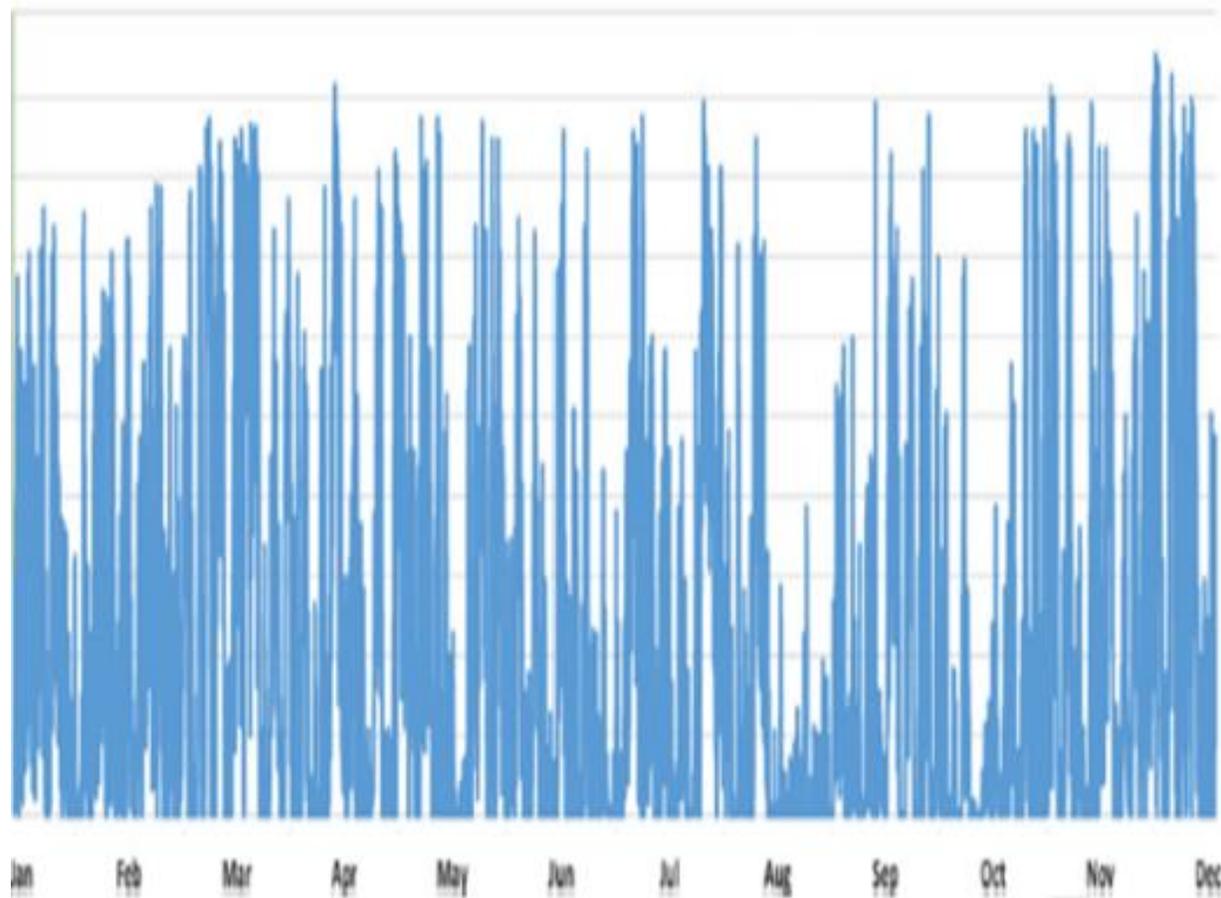
SFIDE PER INTEGRAZIONE DI FOTOVOLTAICO ED EOLICO NEL SISTEMA ELETTRICO

Data la loro variabilità e non programmabilità nella produzione di elettricità presentano grandi sfide per l'integrazione nel sistema elettrico che crescono al crescere della loro percentuale in potenza/energia nel mix di produzione.

Richiedono

- investimenti addizionali nel sistema di trasporto/distribuzione in funzione della loro posizione rispetto ai carichi (e purtroppo in Italia il sud e le isole permettono gli sviluppi più economici per grossi impianti eolici e fotovoltaici, ma i consumi principali sono al nord),
- sistemi di stoccaggio per tener conto di variabilità sia quasi istantanee che stagionali,
- sistemi per compensare il loro scarso contributo ad inerzia e potenza di corto circuito del sistema, indispensabili per controllo della frequenza, tensione e stabilità del sistema stesso e inoltre capacity markets

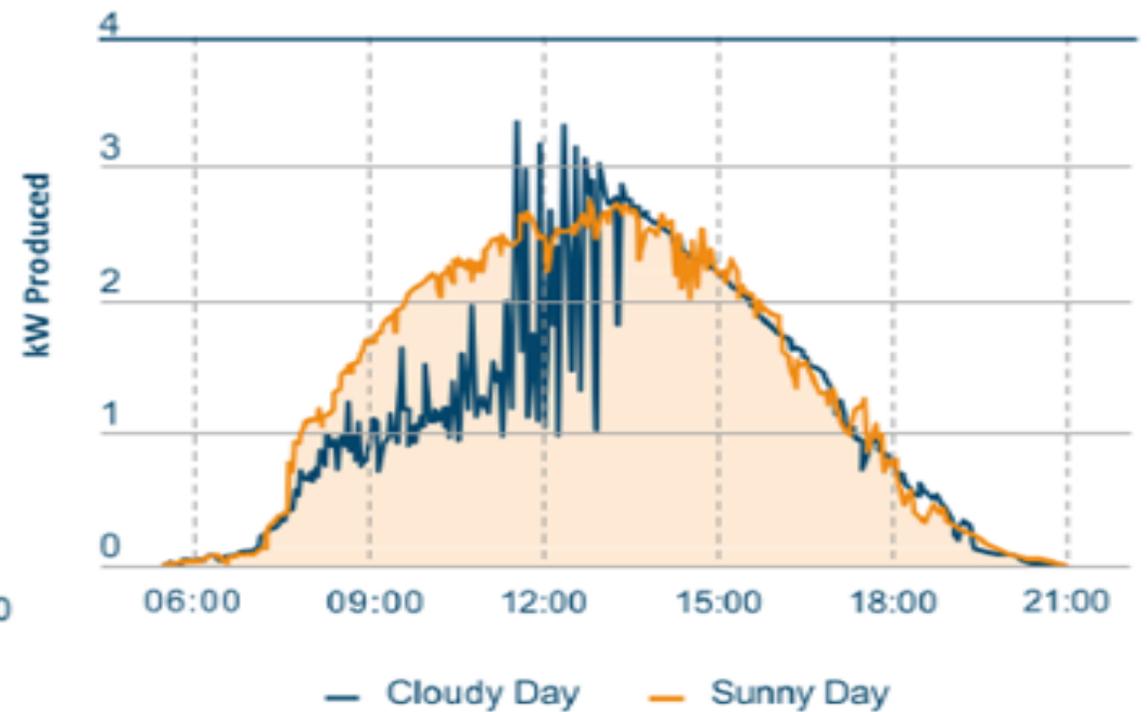
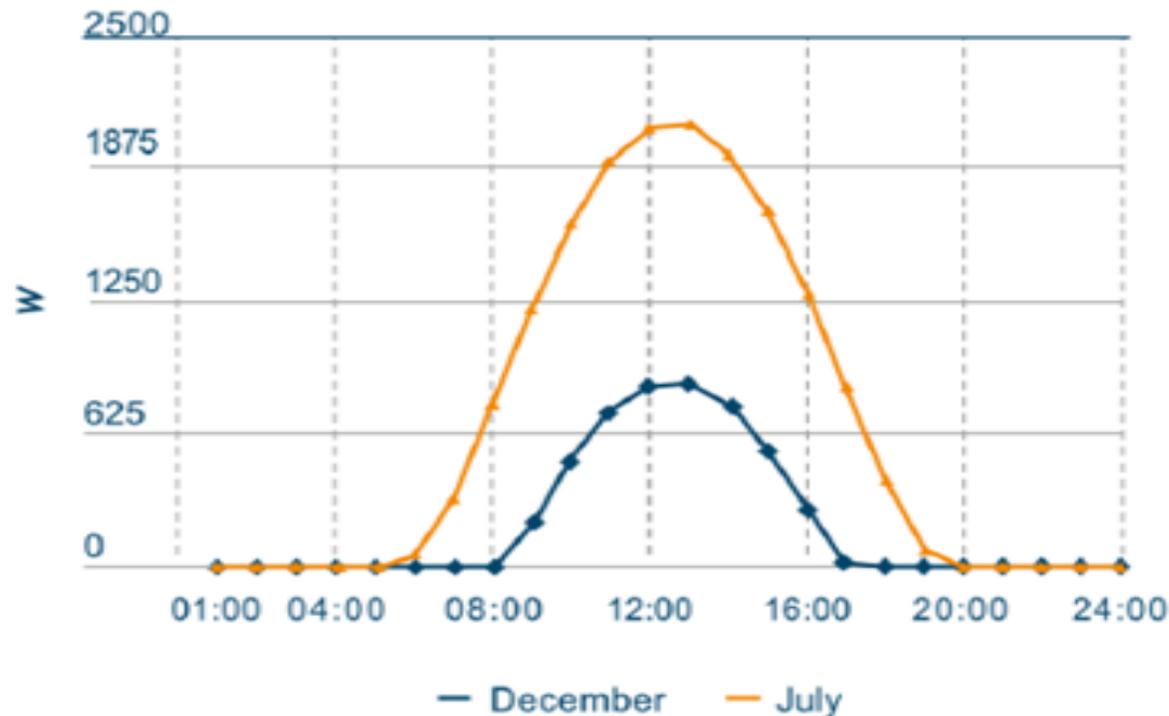
Centrale eolica da 125 MW nel sud d'Italia. Produzione annuale (sinistra) e produzione in 2 giornate consecutive di marzo-settembre e dicembre a destra. **!500 ore in un anno con zero produzione-Variazioni anche rapide da piena potenza a quai zero e viceversa**



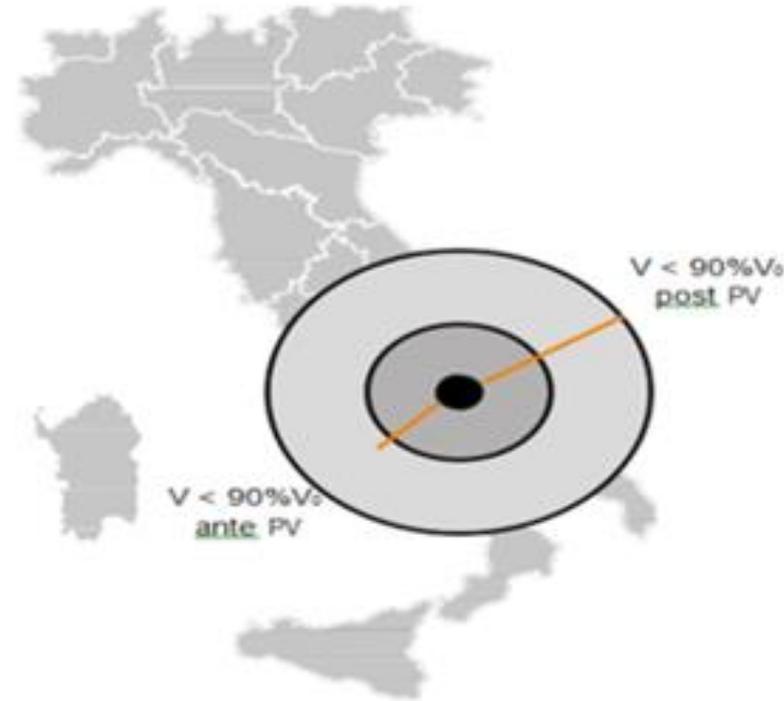
Produzione da 2 piccoli impianti familiari fotovoltaici sul tetto nella zona di Firenze.

A sinistra effetto stagionalità ;variabilità della produzione tra una giornata assoluta di luglio(color arancio) e di Dicembre (blue) con 1/3 di energia prodotta. A destra forti e rapide variabilità in giornate con passaggio di nubi

Fotovoltaico



Bassa potenza di corto circuito/inerzia in rete



Ampliamento delle aree con una caduta di tensione maggiore del 10% a seguito di inevitabili guasti in rete- **Effetti di un guasto in un punto dell'Italia del Sud nel 2005** prima di un forte sviluppo di FV ed eolico (area più scura) e nel 2015 (area più chiara) a seguito di forte sviluppo di FV ed eolico. (Terna)-FV ,eolico e stoccaggi a batteria collegati tramite inverters danno un minimo contributo ad inerzia e potenza di corto circuito rispetto a centrali convenzionali con gruppi turbina alternatore-

Terna sta installando 25 condensatori sincroni rotanti da 250 MVA/cad con volani



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



CONFINDUSTRIA

Riduzione inerzia di sistema

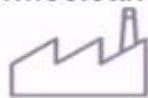
KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY EXPO



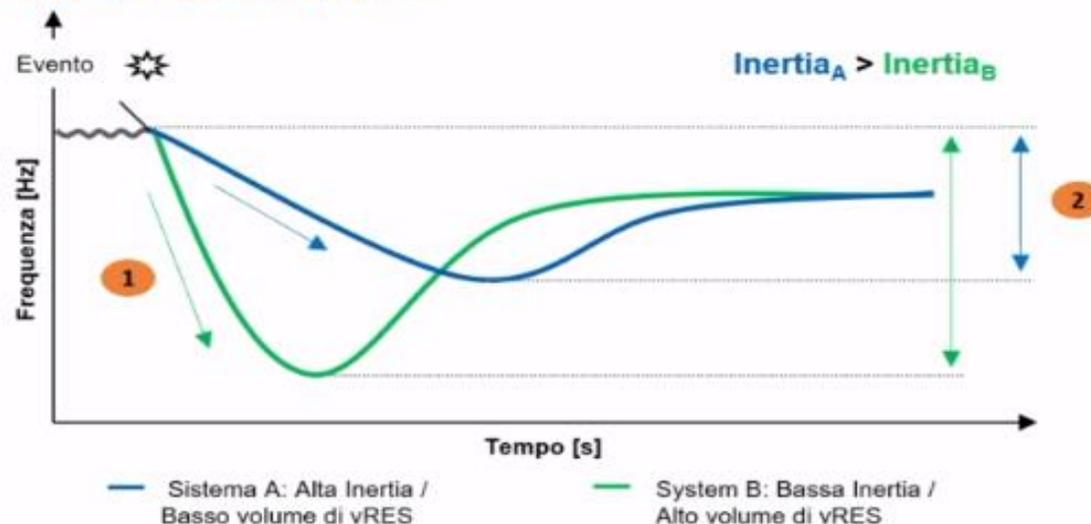
Aumento delle
RES



Dismissione del
termoelettrico



Riduzione dell'inerzia e
stabilità di sistema



In caso di eventi che causino uno sbilancio di potenza tra produzione e carico, in un sistema caratterizzato da valori inferiori di inerzia :

- 1 La frequenza varia in maniera più repentina. Incremento della velocità di variazione della frequenza (RoCoF*).
- 2 La variazione di frequenza in termini assoluti (Δf) è di ampiezza maggiore. Questo può causare l'innescò di contromisure di sicurezza quando i limiti ammissibili sono superati.

Maggiore è la quota di impianti di produzione inverter-based (es. generazione fotovoltaica), minore è l'inerzia e, di conseguenza, la stabilità del sistema. Inoltre, questa condizione determina la necessità di aumentare la flessibilità e la velocità di risposta del Sistema.

IL PNIEC (PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA) DEL 2023

Per allinearsi agli obiettivi imposti in UE dal FIT for 55 indica per il 2030 una quota del 40% di rinnovabili nei consumi finali lordi di energia (che sale al 65% per i consumi solo elettrici), il 37% di energia da rinnovabili nel riscaldamento e raffrescamento, il 31% nei trasporti, il 42% di idrogeno da rinnovabili per gli usi dell'industria

Settore	Evoluzione a politiche correnti	Investimenti per il PNIEC	Delta [mld€]
	Costi cumulati (2023 -2030) [mld€]	Costi cumulati (2023 -2030) [mld€]	
Residenziale	62,2	134,2	72,0
Terziario	37,5	49,6	12,1
Industria	10,0	12,6	2,6
Teleriscaldamento (solo distribuzione)	0,05	0,08	0,04
Trasporti (solo veicoli)	440,2	524,9	84,8
Settore elettrico (impianti di generazione)	39,8	69,4	29,6
Sistema elettrico (reti)	18,0	37,2	14,5
Sistemi di accumulo (batterie, pompaggi) (1)	4,8	6,3	1,5
Totale	617,1	830,3	217,2

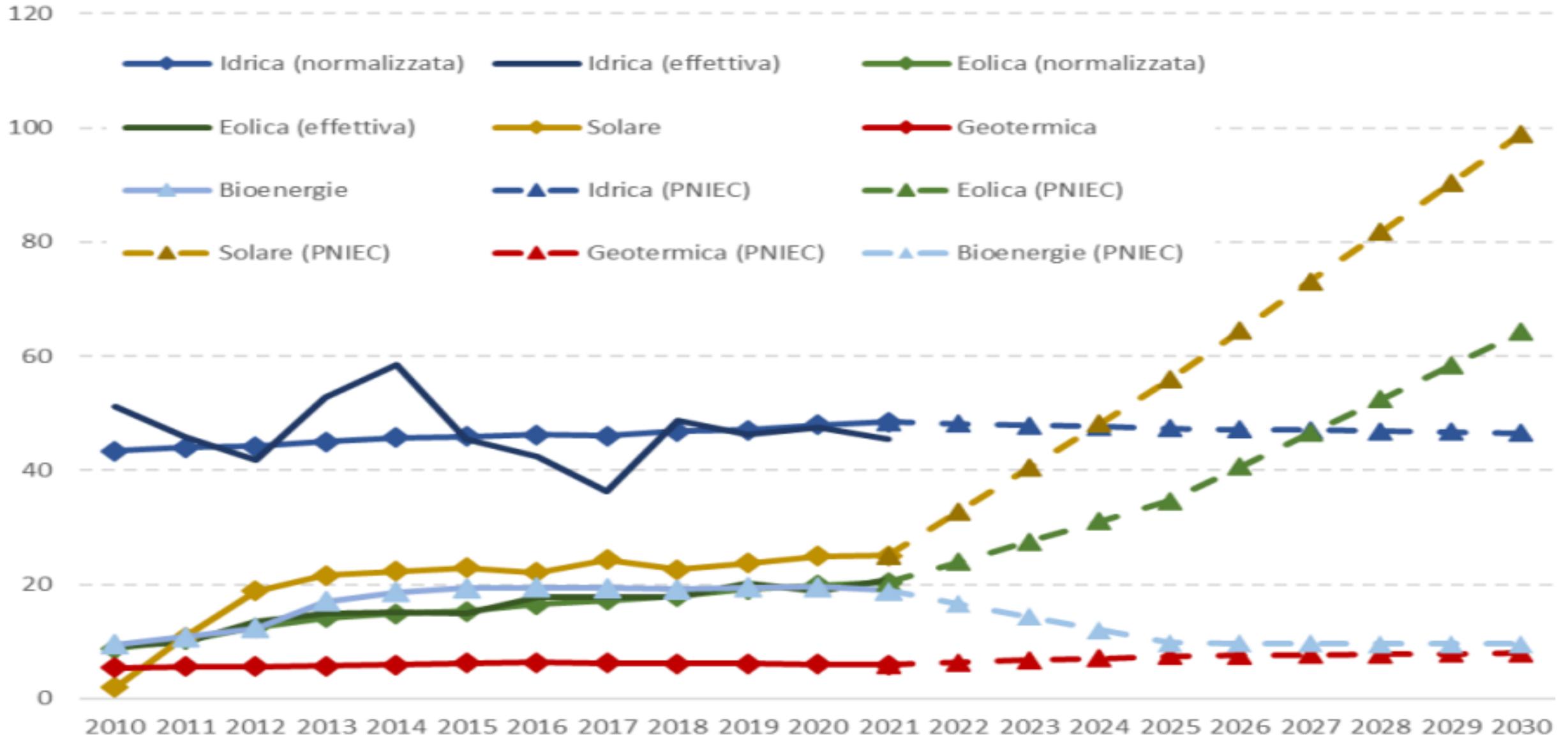
(1) Sono esclusi gli accumuli accoppiati ai piccoli impianti FV, in quanto tali investimenti sono già nel costo degli impianti FV.

Non si definisce per il sistema paese e per utenti finali quanto saranno i costi effettivi che ricadranno su di loro per ogni settore (es. del kWh nel settore elettrico).

Al di fuori del sistema elettrico, gli investimenti del PNIEC 2023, ad esempio per il settore residenziale (es, ristrutturazioni edifici e pompe di calore), sono sostenuti dagli utenti con eventuali supporti di incentivi e sarebbe importante conoscere e approfondire quanto saranno i costi per lo stato e per i cittadini utenti.

Lo stesso vale per il settore dei trasporti, specie per le autovetture, per le quali il PNIEC indica l'enorme investimento di 340 G€. Varrebbe la pena di valutare quanto saranno le perdite dello stato a seguito dei ridotti consumi di carburanti fossili sui quali la tassazione è ora di circa il 50% e quanto degli investimenti rimarrà in Italia.

Sviluppo delle FER per produzione di elettricità in TWh da fig. 10 del PNIEC 2023. NB non inclusi 9 TWh per produrre idrogeno



Per raggiungere il traguardo dei 75 GW di FER addizionali dal 2021 al 2030 sono necessari dal 2024 circa 10.000 MW/anno

- **pari a 7-13 volte la potenza annualmente entrata in servizio dal 2014 al 2021,**
- **di 3,4 volte quella del 2022**
- **e di 2 volte quella del 2023.**

Da notare che le installazioni del 2022 e del 2023 sono in gran parte di piccole dimensioni e spinte dagli incentivi del 110 % per l'efficientamento degli edifici costatoci quasi 6 miliardi di euro.

E' un obiettivo notevolmente impegnativo e ci si chiede se è realistico, tenendo conto delle opposizioni e delle tempistiche per permessi in una realtà come quella esistente in varie regioni del paese e senza adeguati incentivi per alcune tipologie..

Ci si chiede pure quanto saranno i veri costi per la nazione e per gli utenti del kWh consegnato al consumatore, non solo quello al puro sito di produzione. Gli investimenti sopra menzionati nel sistema elettrico per avere un'adeguatezza del sistema con la fornitura di servizi ausiliari sono tali da superare, secondo alcune analisi, il prezzo di produzione al sito già nel 2030 .E tali servizi ausiliari vanno diretti in bolletta.

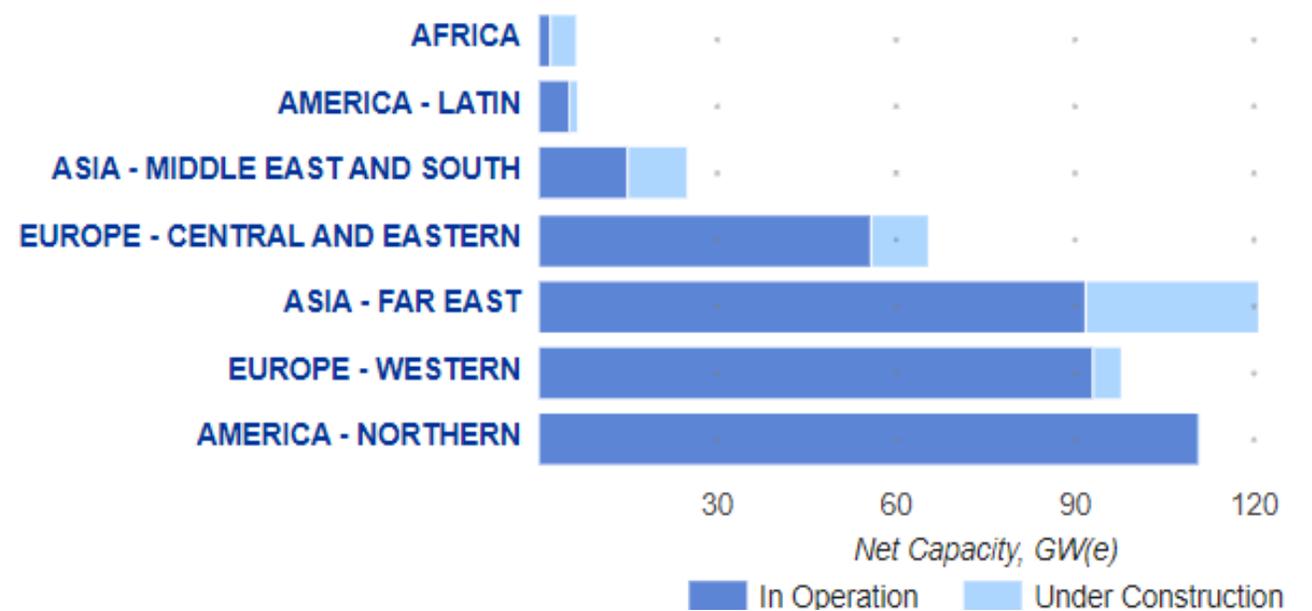
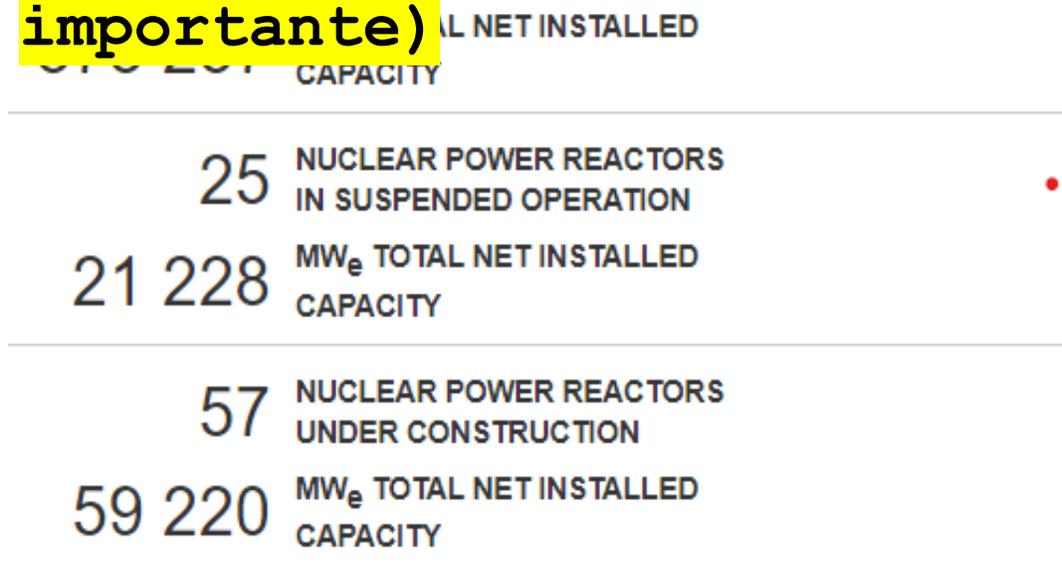
Sviluppi regionali di FER vicine ai loro bacini di consumo portano chiaramente, sia a riduzioni di investimenti nella rete, sia in parte degli stoccaggi con i roof top (se ne sono dotati), i cui costi di produzione sono tuttavia ben più elevati (circa 3 volte da Elettricità futura rispetto a grossi impianti).

Occorrono studi addizionali che esaminino varie alternative anche di riserva per individuare e scegliere quelle che assicurino una realistica suddivisione territoriale ed economica tra impianti grossi utility scale e piccoli impianti roof top; necessario in fase di realizzazioni un approccio flessibile in caso di non sviluppo o di ritardi locali dell'apporto delle FER. Ciò con gli inevitabili rinforzi da attuare nella rete di trasporto, tenendo conto che occorrono almeno 5 anni anche solo per la realizzare una nuova linea di qualche decina di km da quando si ravvisa la necessità.

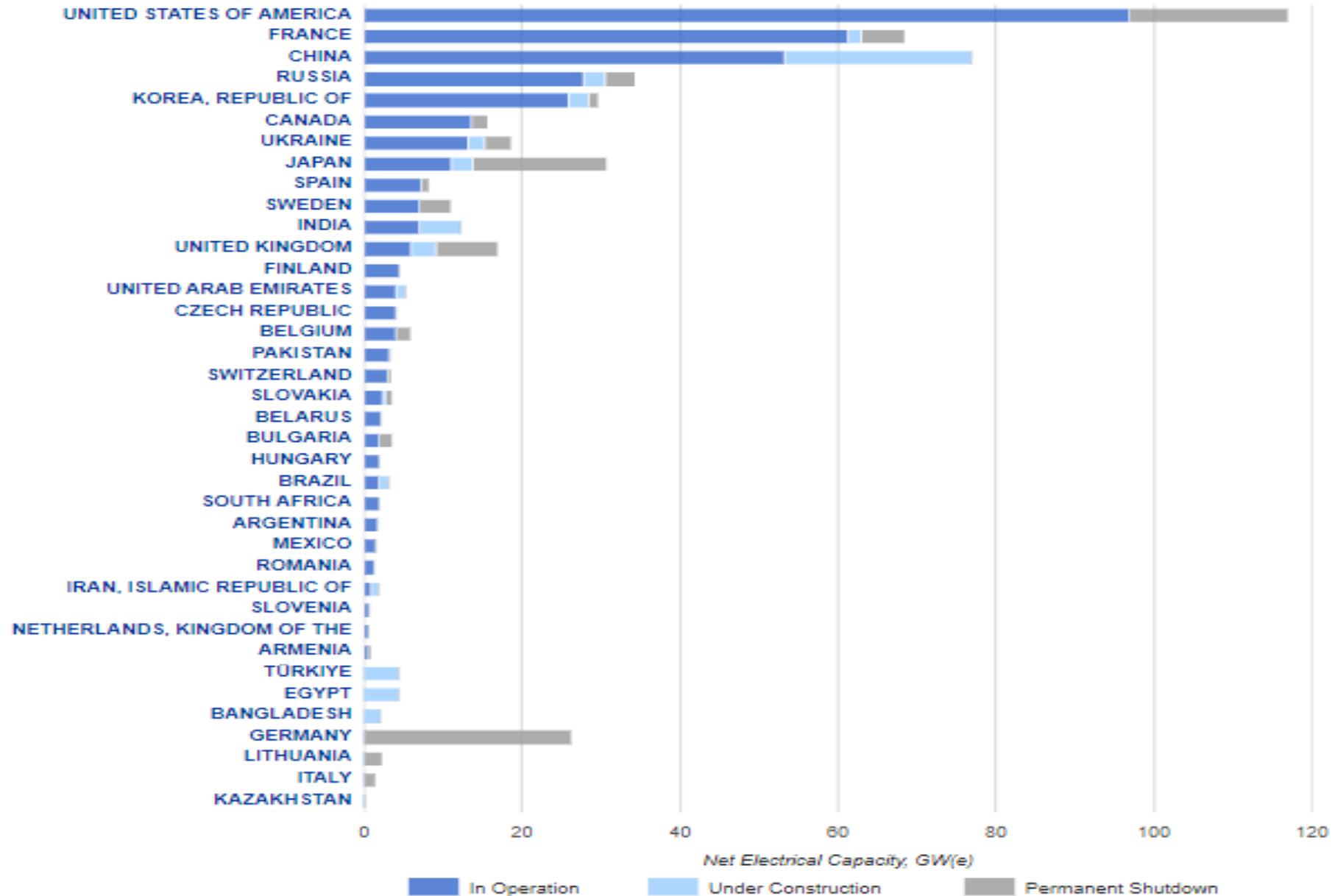
FLASH SUL NUCLEARE

La situazione mondiale del nucleare **nel mondo al 23 Marzo 2024** è ben riassunta dalla IAEA (International Atomic Energy Agency) nella seguenti figure.

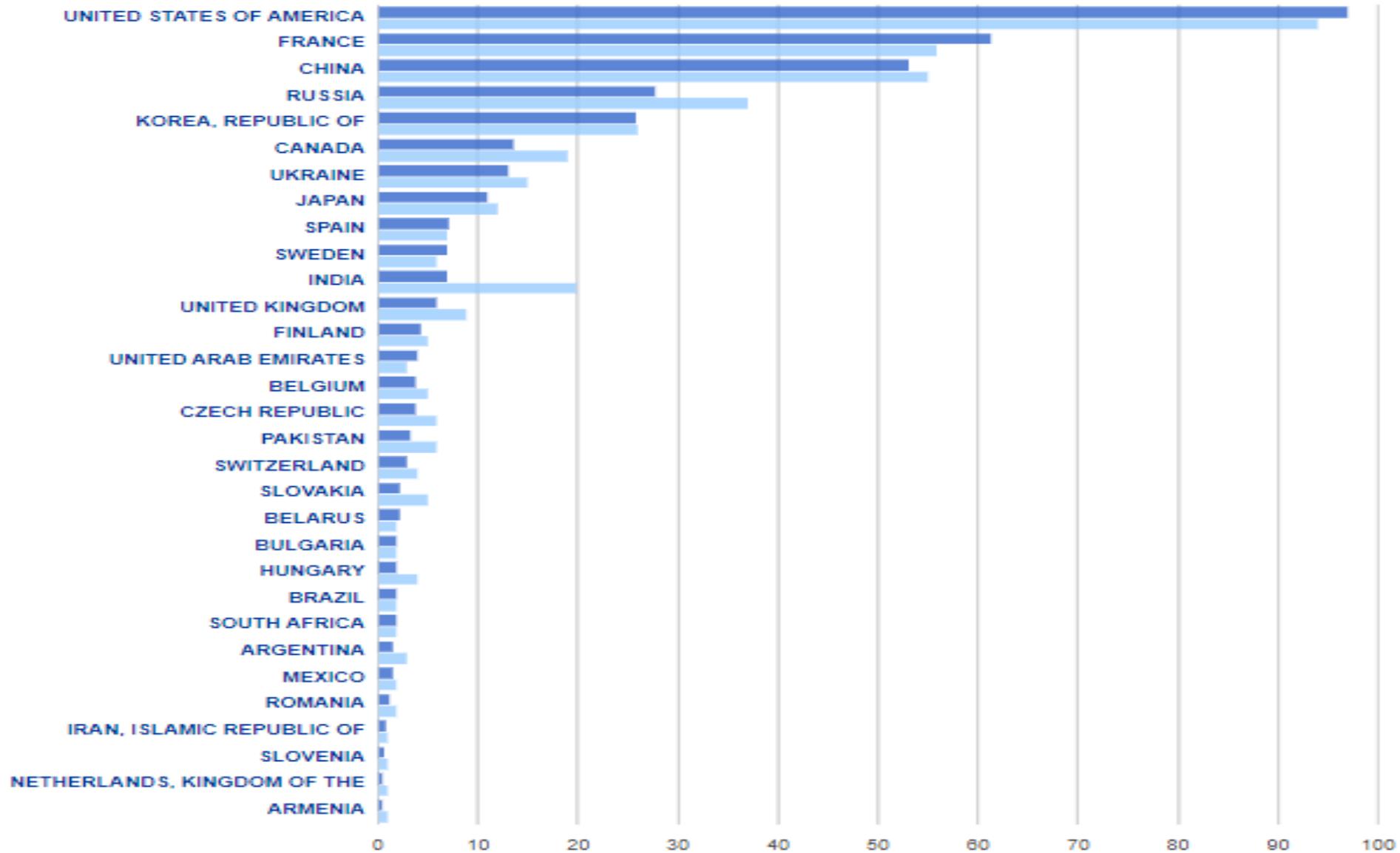
Si ricorda il nucleare ha una quota del 9% nella produzione globale di elettricità e del 21,6% in UE (singola fonte più importante)



COUNTRY STATISTICS



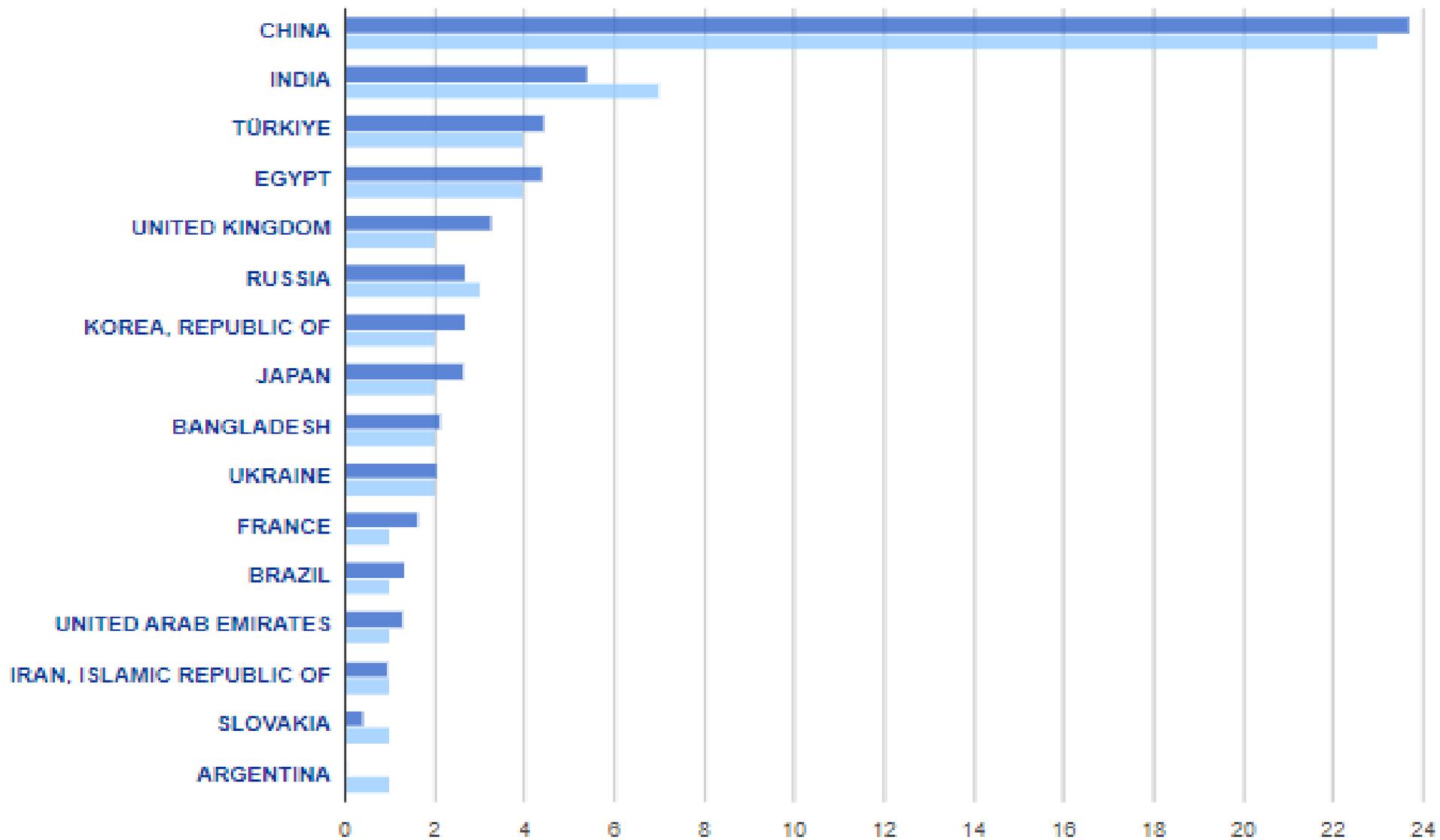
IN OPERATION



Net Electrical Capacity, GW(e) and Number of Reactors

Net Electrical Capacity, GW(e) Number of Reactors

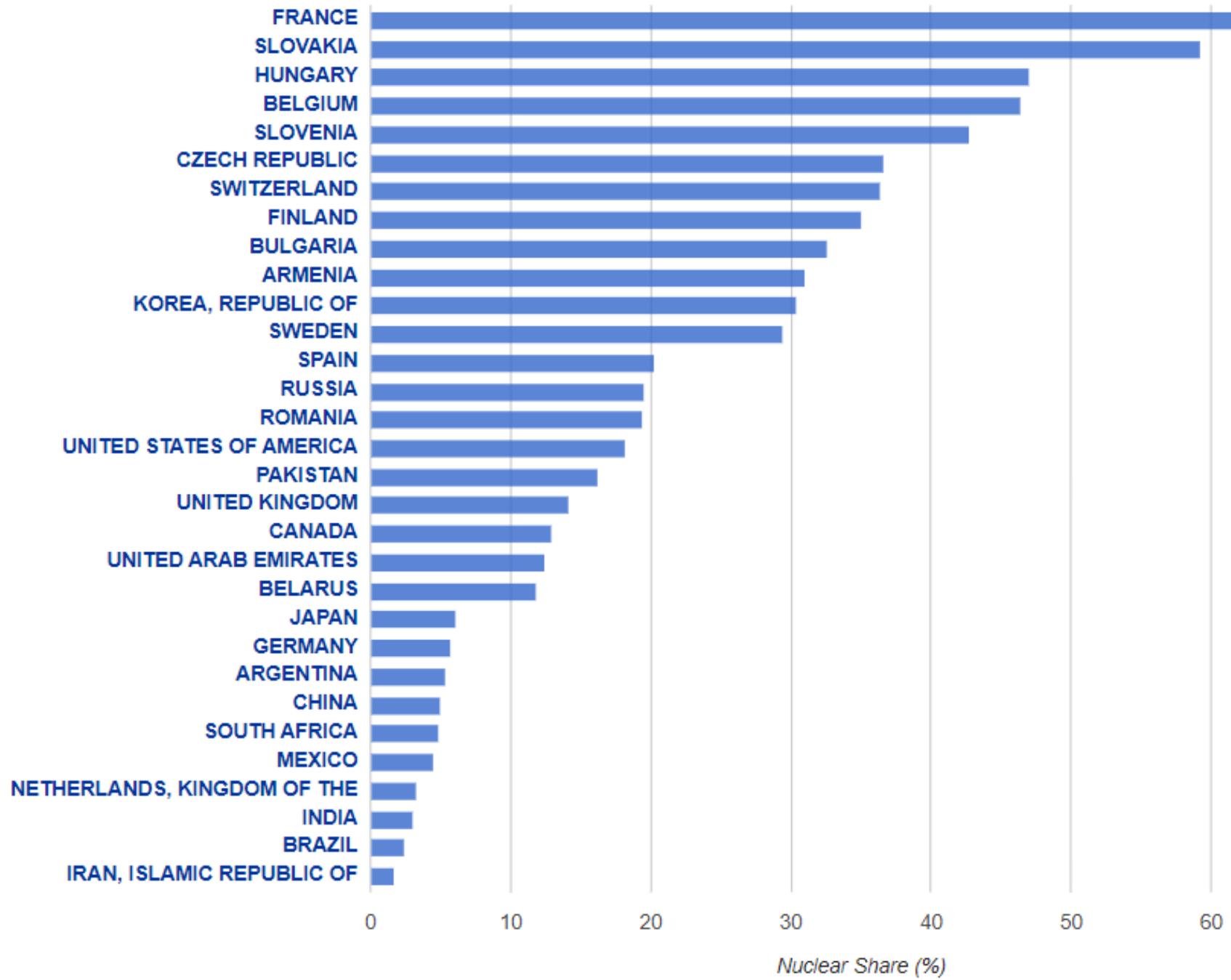
UNDER CONSTRUCTION



Net Electrical Capacity, GW(e) and Number of Reactors

Net Electrical Capacity, GW(e)

Number of Reactors



Nuclear Share (%)

LA DOMINANTE POSIZIONE RUSSA IN TECNOLOGIE NUCLEARI ED ESPORTAZIONE DI REATTORI

La Russia dagli albori dell'utilizzo del nucleare nel 1954 per usi civili ad oggi ne è stata all'avanguardia nel suo sviluppo -prima elettricità da nucleare immessa in rete- primo reattore di Generazione3+ in rete -primo reattore di IV generazione in servizio -primo SMR collegato alla rete -innovatore nei progetti di fusione con il suo Tokamak(nel progetto ITER ha una quota del 10% circa ed è fornitrice di importanti sistemi)

Per i 57 reattori in costruzione al 24/3/2024, la Cina domina con 18 (4 forniti dalla Russia) seguita dall' India con 8 (4 forniti dalla Russia) e dalla Russia e Turchia con 4 reattori ciascuna (e i 4 reattori in Turchia sono dalla Russia),-

Considerando i reattori russi in costruzione in Russia, Cina, India Bangladesh ,Ucraina ,Egitto,Turchia, Bielorussia, Iran e Slovacchia **i reattori di origine russa in costruzione nel mondo sono ben 25 pari al 44% dei totali**

NB PER SITUAZIONE UCRAINA LA FINLANDIA HA SOSPESO LA COSTRUZIONE DI UN REATTORE RUSSO SCELTO DOPO ACCURATA ANALISI DI TECNOLOGIA,COSTI E TEMPI DI IMPLEMENTAZIONE

I costi di produzione nel mondo occidentale con reattori a fissione della 3° generazione+ di nuove centrali sono intorno ai 110-130 €/MWh e tempi per permessi e di realizzazioni si sono dimostrati notevoli anche in paesi con impianti in funzione.

Ma il nucleare produce elettricità in modo programmabile, contribuisce all'inerzia ed alla potenza di corto circuito del sistema, può contribuire ai capacity markets e può stoccare il combustibile (energia primaria) per lunghi periodi rispetto ai volumi dei combustibili fossili.

Sebbene presenti la problematica del timore di gravi incidenti e depositi millenari per scorie ad alta radioattività sta dimostrando un ritorno di interesse per e non emissioni climalteranti, life cycle emissions bassissime, terreno per kWh prodotto insignificante rispetto a eolico e fotovoltaico

Secondo analisi del completo ciclo di vita i reattori nucleari a fissione attuali emettono circa 10 grammi equivalenti di CO₂ per kWh prodotto (almeno 75 e 35 volte inferiori a centrali a carbone e a gas), comparabili a centrali eoliche e ben inferiori a quelli da idroelettrico e fotovoltaico.

Lo spazio richiesto per kWh prodotto da grosse centrali nucleari è circa 1/10 rispetto al fotovoltaico e 1/100 rispetto all'eolico.

Si è andata tuttavia sviluppando la necessità di avere reattori più sicuri, con ridotte o nulle produzioni di scorie e costi di produzione ridotti. Le tre principali tecnologie sono da vari anni (o meglio alcuni decenni) in fase di ricerca e sviluppo e con eventuali prototipi sperimentali sono brevemente sintetizzate

SMR

Fusione e Reattori di IV Generazione

Stanno suscitando l'interesse di vari paesi ,Italia inclusa , il cosiddetto" nucleare pulito ,sicuro ed economico" con gli SMR (Small Modular Reactors) e reattori di IV generazione e la fusione; occorre darsi ,come correttamente fatto recentemente a livello Italia, un periodo di serie analisi per portare a solide valutazioni sui tempi ai quali tali tecnologie usciranno dallo stadio di ricerca e potranno dare un valido contributo alla transizione con entrata in servizio di impianti industriali dopo la sperimentazione con prototipi che forniranno adeguate informazioni per tempi e costi

Per quanto riguarda i costi effettivi per realizzazioni di SMR commerciali e non prototipali sovvenzionati. l'investimento in capitale con costi e tempi ridotti di installazione di "moduli prefabbricati" sembra promettente dalle varie dichiarazioni dei possibili proponenti (oltre 80 tipologie in diverse fasi di sviluppo con alcune che vantano di essere a livello impianti

Il progetto SMR di Nu Scale ,vantato come il primo SMR per entrare in servizio in US ha ottenuto centinaia di milioni di dollari dal DOE (Department of Energy) da inizi del 2007, -nel 2007 nascita di Nu Scale con studi di sviluppi tecnici e potenze del modulo

-nel 2016 arrivati a 77MW come richiesti per l'approvazione dell'Autorità di sicurezza nucleare US

-nel 2020 come primo SMR degli Stati Uniti ottenuta l'approvazione del progetto che è diventato di possibile vendita.

-Nu Scale sigla accordi di vendita in US ad in Europa di centrali

-L'accordo più concreto è stato con alcune società elettriche nell'Utah per una centrale con 6 moduli SMR da 77 MW

-I costi di costruzione da stime iniziali di poco meno di

Tenere in conto, come già successo per i reattori AP 1000 di Westinghouse in US ed il reattore francese EPR in UE per Olkiluoto in Finlandia e Flamanville in Francia ,che i progetti cosiddetti First Of A Kind (FOAK) presentano notevoli incertezze su costi e tempi di realizzazione specie in un settore tecnologicamente e finanziariamente complesso come il nucleare anche con

FUSIONE :2 PRINCIPALI TECNOLOGIE

A) - Confinamento inerziale(laboratorio in US California)

Utilizzando raggi laser superpotenti e concentrati su una sferetta delle dimensioni di un granello di pepe, detto «pellet», contenente deuterio e tritio, riuscendo a “fonderli” in atomi di elio più pesanti e liberando energia.

B) - Confinamento magnetico (progetto multinazionale ITER).

Utilizzando una “macchina” toroidale chiamata “tokamak”(origine Russa) che contiene un plasma di atomi leggeri (ad esempio di tritio e deuterio) elevato ad altissime temperature (milioni di gradi) e tenuto lontano dalle pareti tramite forti campi magnetici. Le alte temperature consentono la fusione di atomi leggeri in un atomo più pesante (elio) con produzione di energia

A) **Confinamento inerziale**- E' stato ripetuto a fine 2023 in US l'esperimento del 5 Dicembre 2022 che aveva suscitato tanto clamore ;ma

- iniettati nella sferetta contenente trizio e deuterio raggi laser per 1,6 kWh per frazioni di millesimi di secondo

-prodotta energia da fusione di circa 2,6 kWh

-per produrre e concentrare e far arrivare ai raggi laser 1,6 kWh iniettati nella sferetta sono stati prelevati circa 90 kWh dalla rete;

Energia prodotta nettamente inferiore a quella

B) Confinamento magnetico. Il progetto ITER ha diversa tecnologia (plasma a 150 milioni di gradi nell'anello tokamak) e dimensioni

prevede dal 2035 una reazione di fusione stabile di 500 MW prodotti per una durata di circa 10 minuti;

Dovrà

- ridurre di decine di volte il consumo del BO (Balance Of Plant) per avere una energia prodotta dalla fusione superiore**

Generation IV reactors

Accresciuta sicurezza, minimo consumo di combustibile e riduzione di scorie che decadono in centinaia e non migliaia di anni e prospettati costi ridotti Varietà di combustibili incluse scorie da reattori convenzionali (a closed [fuel cycle](#))

GIF-Generation IV International Forum, avviato nel 2000 per condividere la ricerca e lo sviluppo dei nuovi reattori concentrandosi su 7 tecnologie

I fluidi refrigeranti per le categorie scelte sono elio (sia per un reattore VHTR a 900-1000°C e sia per un reattore GFR gas fast breeder a 859°C), sodio liquido, acqua, piombo liquido e Sali fusi. Le potenze considerate vanno da qualche decina di MW a circa 1.500 MW e comprendono quindi alcune tipologie degli SMR

Alcuni reattori di GEN IV di medie grandi potenze sono già operativi ed in costruzione in Russia e Cina ed 1 in costruzione in India. In Russia un reattore FBR è ancora in servizio dagli anni 80 ed ha visto la chiusura/ fallimento di simili reattori dalle prospettate grandi speranze in Francia, Germania ed Inghilterra. » The 300-MW Brest-OD-300 is under Russia's "Breakthrough" project for the development of closed nuclear fuel cycle technology"

Salvo prototipi sovvenzionati i tempi e costi effettivi di impianti industriali competitivi sono ancora da definire

UN FLASH SULL'DROGENO che non si trova sulla terra allo stato libero ma viene prodotto consumando energia e producendo emissioni; ha possibili usi nei differenti settori e se prodotto usando energie che non producono emissioni risulta un vettore interessante nella transizione;

idrogeno verde se prodotto da energie rinnovabili o idrogeno blue prodotto da energie non rinnovabili senza causare emissioni (esempio il nucleare) o catturando le emissioni dalla sua produzione con sorgenti fossili con impianti CCUS. La suddivisione dei consumi di 95 Mt del 2022 è stata

41 Mt (43%) in raffinerie ,

32 Mt (33,7%) in produzione di ammoniaca per f

16 Mt (16,8%) in produzione metanolo,

5,3 Mt (5,6%) nell 'industria dell'acciaio,

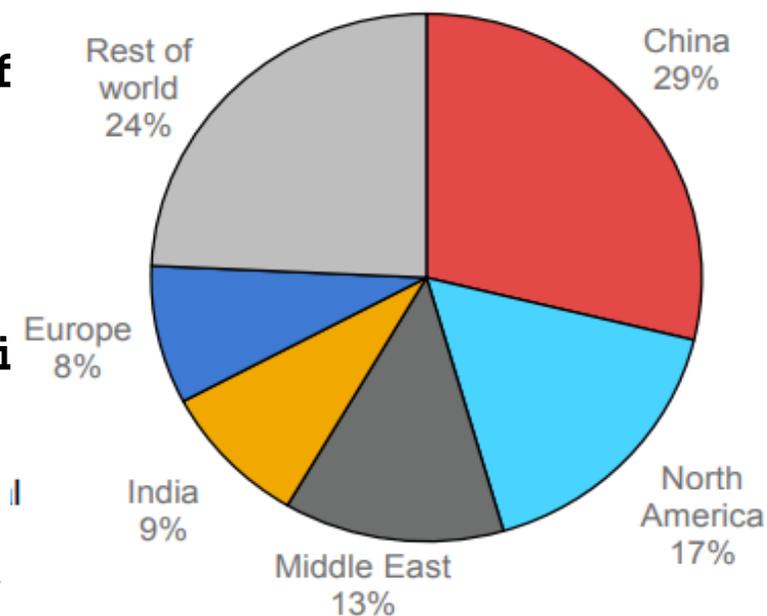
0,7 MT in altri settori praticamente trascurabili

di elettricità, trasporti ,edifici ecc.

Per la suddivisione geografica si rimanda alla figura

quale è evidente la posizione dominante della Cina

Hydrogen use by region, 2022



Per quanto riguarda la produzione delle circa 95 Mt di idrogeno nel 2022 in arrotondate percentuali si ha

62% dal gas(steam methane reforming)

21% dal carbone

16% come sottoprodotto di processi industriali

0,5% dal petrolio

0,6% da combustibili fossili con CCUS

0,2% da elettricità

La produzione attuale di idrogeno praticamente al 100% nero ha causato le emissioni di oltre 900 Mt di CO₂ pari a circa il 2.6 % delle emissioni globali

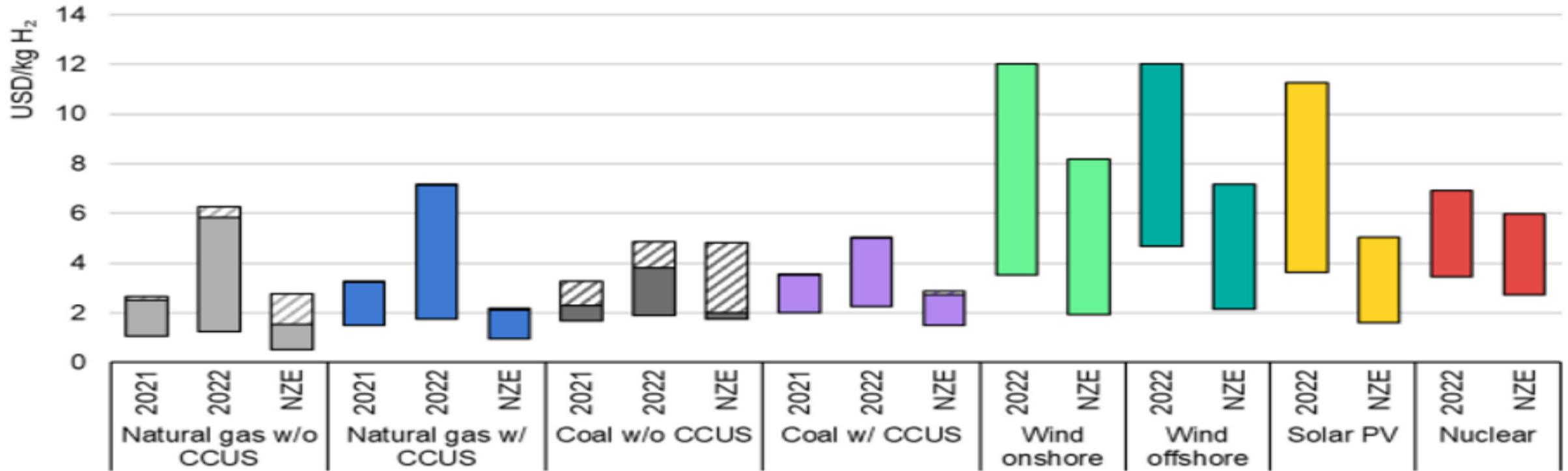
La IEA prevede notevoli sviluppi di idrogeno decarbonizzato al 2030 sulla base dell'analisi di progetti evidenziatisi in diverse fasi di sviluppo ;la produzione totale al 2030 è prevista in 140 Mt dei quali 12,5Mt da elettrolisi da fonti rinnovabili o prive di emissioni (idrogeno verde o blue) e 7,5 da CCUS applicata a produzione di idrogeno da fonti fossili. Le 12,5 Mt da elettrolisi sono circa la metà di quanto considerato necessario al 2030 dal NZE(Net Zero Emission Scenario al 2050) .

Il Levelized Cost Of Hydrogen(LCOH) che in pratica è il prezzo medio di vendita del prodotto per recuperare tutti i costi dell'investitore durante la vita

Il costo dell'idrogeno verde da impianti di elettrolisi alimentati ,come prevalentemente considerato,da eolico e/o fotovoltaico è funzione di 5 principali parametri:

- il costo dell'investimento (CAPEX) dell'elettrolizzatore**
- l'efficienza dell'elettrolizzatore**
- le sue ore di utilizzo all'anno**
- il costo dell'energia rinnovabile che lo alimenta**
- il numero di ore equivalenti all'anno della fornitura di energia rinnovabile che condiziona le ore di utilizzo dell'elettrolizzatore**

Figure 3.11 Levelised cost of hydrogen production by technology in 2021, 2022 and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario in 2030



IEA. CC BY 4.0.

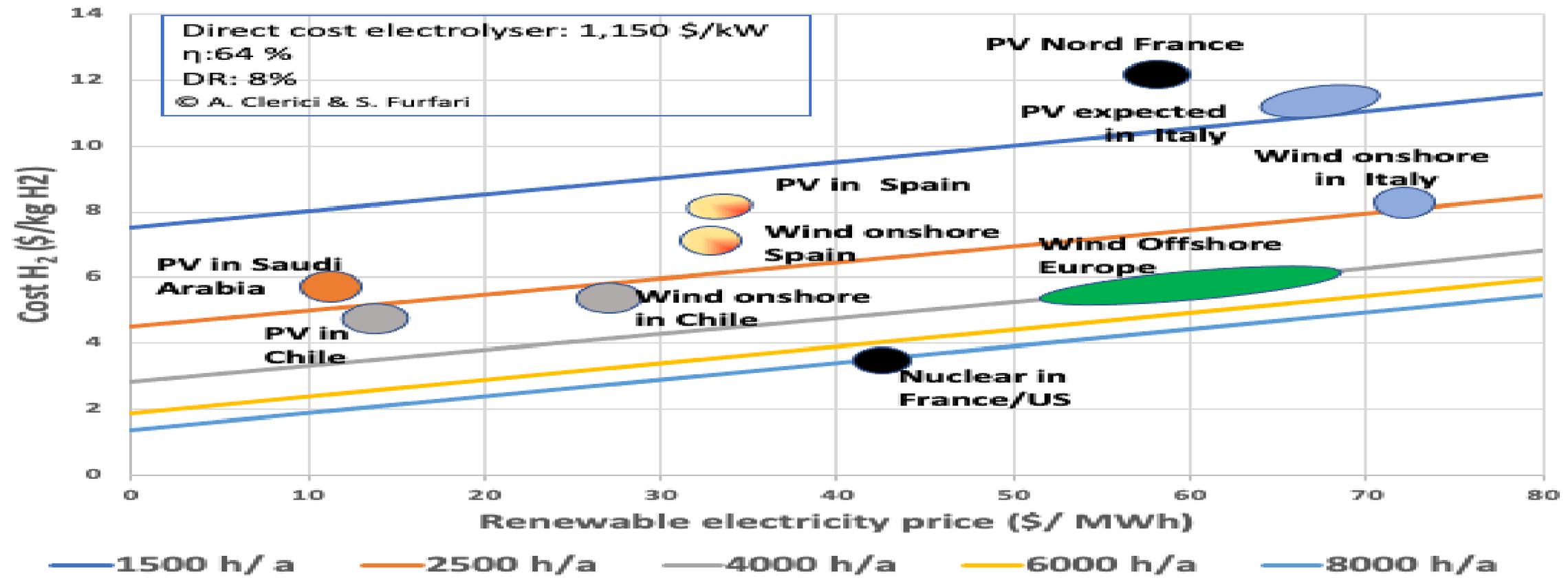
Occorre notare i dati del 2022 non sono più validi ora che è passato l'effetto Ucraina e le parti tratteggiate sono relative alla penalizzazione considerata per la CO₂. Il fotovoltaico con le possibili riduzione dei prezzi al 2030 e maggiori ore equivalenti risulta secondo la IEA la fonte rinnovabile più economica a livello mondo anche per produzione di idrogeno verde nell'ipotesi di avere i valori previsti con NZE; ma in ogni caso anche al 2030 LCOE per H₂ da una produzione di idrogeno dal gas con CCUS risulta da 1,7 a 2,5 volte più economica

Con riferimento articolo :Clerici-Furfari Cost of green hydrogen production
 The influence of electrolyser technology, RES characteristics and CCS- Paper ID – 10782 CIGRE Session
 2022

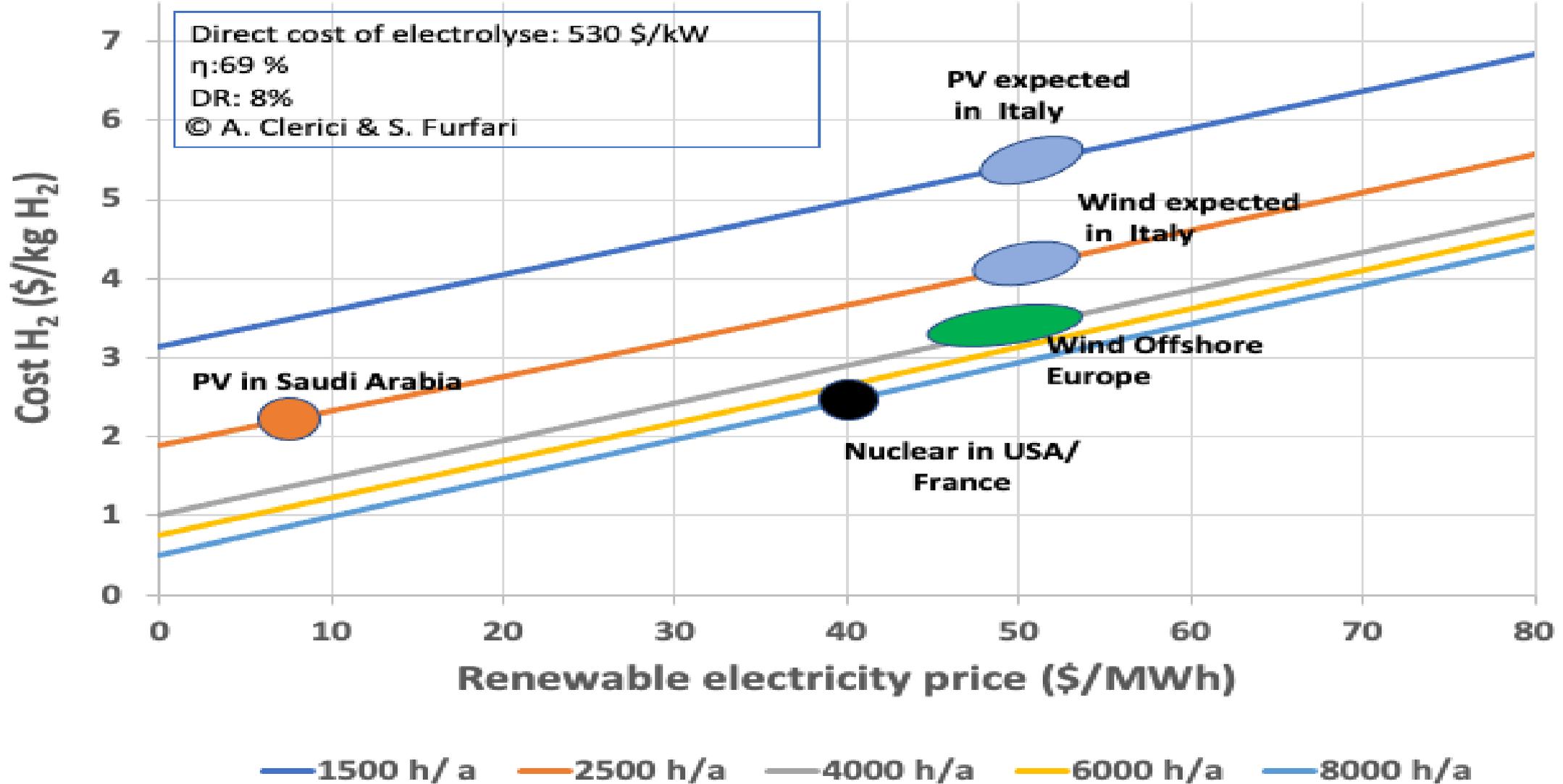
Si riportano i valori di LCOH per la situazione al 2021 e per quella prospettata al 2030 con i vari progressi tecnologici ed economici che sono stati prospettati per rinnovabili ed elettrolizzatori..

Con elettricità da centrali nucleari è prospettato il valore di LCOH risultante nettamente il più conveniente.

LCOH from large electrolyser installations: order values Dec. 2021



LCOH from large electrolyser installations: order values in 2030



Per l'Italia anche con ipotetiche riduzione dei prezzi del MWh da eolico e fotovoltaico a 50 € nel 2030 si avrebbero con 0.93 € = 1 \$ valori da 4,5 a 5,9 \$/kg H₂ rispettivamente e quindi per fotovoltaico 3 volte i valori in Arabia Saudita e di più per il Cile.

Da impianti fotovoltaici italiani anche con 1300 ore equivalenti all'anno come dal PNIEC 2023, considerando circa 80 €/MWh dichiarati da Elettricità Futura da impianti utility scale, si avrebbe nel 2030 un LCOH di 1 kg di idrogeno verde a oltre 7\$ a bocca di elettrolizzatore a sua volta a bocca di produzione di idrogeno e con grossi elettrolizzatori da 100 MW ed oltre (ma dove in Italia) rispetto ai circa 4 in

Arabia Saudita e ancor meno in Cile Per l'eolico on

CONSIDERAZIONI FINALI

La transizione deve essere basata su una neutralità tecnologica effettiva lasciando aperte uguali possibilità alle varie opzioni che vanno moltiplicandosi rispetto all'eolico e al fotovoltaico. Il tutto abbinato allo sviluppo di nuovi strumenti, come l'Intelligenza Artificiale (IA), e di sofisticate procedure di calcolo per l'ottimizzazione della pianificazione ed esercizio, ad esempio del sistema elettrico o del sistema energetico.

Ciò in un ambiente che sembra lasciare lo sviluppo e scelte tecnologiche ad un mondo politico condizionato dalle lobbies dei vari interessi particolari (economici o ideologici).

Occorrerà valutare vantaggi e oneri delle sfide tecnologiche ed economiche che ciascun vettore energetico comporta per tutto il sistema energetico con le sue applicazioni, considerando l'upgrading o sostituzione delle infrastrutture di trasporto/distribuzione esistenti, le modifiche ai sistemi/apparecchi di consumo, l'esigenza di servizi ausiliari per l'adeguatezza del sistema (ad esempio stoccaggi ecc. per rinnovabili non programmabili).

I costi finali per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi UE anche nel PNIEC 2023 risultano praticamente non valutati, pure in merito a come suddividerli tra gli utenti e le casse dello stato. Va stabilito come comunicare efficacemente i costi alla popolazione per coinvolgerla in modo tale da evitare l'insorgere di problemi sociali quando emergeranno, pregiudicando gli sviluppi della transizione stessa.

Data la penetrazione sempre più importante dell'elettricità, le regole del mercato, specie elettrico, vanno riviste ed armonizzate a livello UE al fine di introdurre criteri che minimizzino il costo del kWh a casse degli stati ed utenti finali ,remunerando adeguatamente tecnologie/impianti che intrinsecamente forniscono servizi aggiuntivi o imponendo costi aggiuntivi a chi li crea ; e ciò riducendo i sempre più costosi mercati di servizi ausiliari in una situazione come la attuale che sembra spinta dai vari interessi del “più si spende meglio è”.

Per valutare il reale contributo alle emissioni climalteranti, occorre considerare il life cycle emission di ogni impianto, comprendente le emissioni per realizzarlo, con i suoi materiali e componenti, per l'O&M e per smantellarlo a fine vita, con eventuale trattamento/stoccaggio di prodotti nocivi.

Per il nucleare occorre non dare illusioni su tempi brevi e costi attraenti nella realizzazione di SMR, reattori di IV generazione o fusione, pur essendo molto importante partecipare a progetti che sono ancora lontani da possibili applicazioni industriali. Al proposito la collaborazione nel breve termine rimane molto importante per verificare e aggiornare lo sviluppo delle varie tecnologie per il possibile inserimento nella filiera dell'industria manifatturiera italiana che ha un'apprezzata esperienza nel settore. In Italia ancora manca, però, ed è necessario, un forte investimento in comunicazione verso la popolazione per la sua accettazione e la definizione di regole per un possibile reinserimento di centrali nucleari nel territorio

In ogni caso uno sviluppo del nucleare in Italia andrebbe visto in una politica energetica nella quale non si considera solo una o qualche unità nucleare e ciò richiede chiaramente tempi e coinvolgimenti della popolazione.

Per l'idrogeno verde è necessario non farsi illusioni sulla competitività di una produzione italiana, dati i nostri costi del kWh da rinnovabili e loro ore equivalenti, e lasciare aperta la strada all'alternativa idrogeno blue (con sequestro della CO2). Per l'impiego dell'idrogeno occorrerà comunque definire a livello internazionale regole di sicurezza da adottare lungo tutta la catena da produzione, trasporto ,distribuzione e uso nei consumi finali e applicate in Italia uguali in tutte le regioni.

Per la CO2 e la CCUS ,tenendo in conto anche le recenti dichiarazioni di rivalutazione in UE, occorrerà verificarne l'apporto in tutti i settori valutando applicabilità e costi con un approccio integrato. Per le 3 fasi di cattura ,trasporto e usi/stoccaggio esistono vari progetti in esercizio realizzazione o in fase di analisi e la capacità di stoccaggi esistente appare atta a ospitare le emissioni mondiali attuali di circa 35 Gt /anno per qualche centinaio di anni.

Considerando il forte **incremento di vari materiali critici** chiesto dalla transizione ecologica, saranno **necessarie verifiche continue della loro reale diponibilità, località di produzione e costi** e **assicurarne l'approvvigionamento con appropriati accordi commerciali, oltre a impegni per ricerca/sviluppo di potenziali risorse locali** e introduzione di **un efficiente riuso nel quadro di un'economia che sia sempre più circolare.**

Ciò vale in particolare **per fotovoltaico, eolico, batterie ed idrogeno verde** su cui si sta verificando da alcuni anni una **dominazione tecnologica ed economica a livello globale da parte della Cina** (monopolio di materiali critici e forniture di prodotti :**il 75% dei moduli fotovoltaici installati nel mondo sono dalla Cina**) e così pure nel nucleare da parte della **Russia, con forti impatti sulle produzioni locali/occidentali ed eventuali costi addizionali a soluzioni emission free se spinte da programmi autarchici.** **E' un problema di rilevanza strategica** fondamentale per definire una strategia industriale di lungo periodo e per la **sicurezza delle forniture.**

Una effettiva transizione sostenibile dipenderà da quanto verrà effettuato nei paesi non OCSE in via di sviluppo e con enormi problemi di aumentare fortemente il consumo energetico pro capite legato ad un fondamentale sviluppo sociale delle loro popolazioni.

Pur riconoscendo l'importanza che ognuno debba contribuire alla decarbonizzazione, il contributo alla soluzione del problema globale dell'UE, con gli impegnativi e costosi obiettivi che l'Unione si propone di conseguire per diventare il primo continente a emissioni climalteranti zero, è del tutto trascurabile. Ciò a meno di passare da una visione eurocentrica a un coinvolgimento dei paesi emergenti, con l'esportazione delle nostre best available technologies, in prima fila quelli africani, con cui si è cominciato a parlare, ma ancora si attendono fatti concreti e tipologie e modalità per il ritorno degli investimenti sono tutte da concordare a livello internazionale

La volatilità politica, finanziaria ed economica in varie aree geografiche e il possibile ripresentarsi di eventi/conflitti impreveduti, rendono sempre più difficile effettuare previsioni realistiche su lunghi periodi e un approccio flessibile risulta pertanto indispensabile.

Occorre in ogni caso essere ottimisti sulle capacità dell'uomo di superare le varie sfide, tra cui quella ecologica che, con il supporto di tecnologie e valutazioni tecniche avanzate e stime socio economiche, oggettive e approfondite, possono essere vinte in modo sostenibile. Certamente anche in Italia, in quanto disponiamo di istituti e organizzazioni dove operano esperti di livello internazionale, non legati a interessi particolari, che ci danno l'indubbia possibilità di successo in una transizione sostenibile in tutti i sensi se riusciremo ad essere coesi eliminando battaglie ideologiche.

GRAZIE PER LA VOSTRA
ATTENZIONE
E PAZIENZA

alessandro.clerici2406@gmail.com