



LA
CHIMERA
DEL
NUCLEARE

TUTTI I PROBLEMI IRRISOLTI
DI UNA TECNOLOGIA COSTOSA, TARDIVA,
RISCHIOSA E IN DECLINO NEL MONDO

MARTEDÌ 11 MARZO 2025

GLI OBIETTIVI DEL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA Confronto tra Italia e Germania

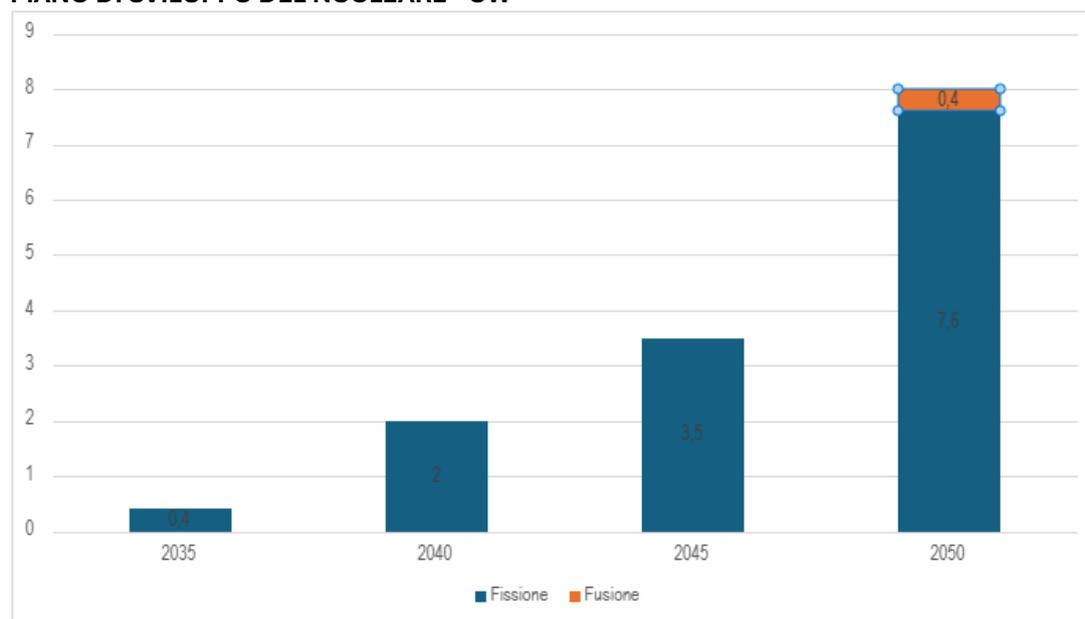
Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, pone per la prima dopo i due referendum in cui la popolazione del nostro Paese ha espresso contrarietà, le basi per introdurre nel sistema energetico nazionale energia prodotta da fonte nucleare. Nel Piano, infatti, si legge *“La letteratura scientifica internazionale è concorde nell’affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente. Occorre quindi disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, che potrebbe includere il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema”*.

È vero, invece, il contrario come confermano i dati relativi alla produzione elettrica in Francia. Prendendo a riferimento il 2020 - anno più vicino a noi in cui la produzione nucleare era ancora ridotta, in particolare per i problemi di sicurezza creati dalle alte temperature delle acque immesse nei condensatori delle centrali nucleari, perché è l’anno che ha richiesto un maggiore contributo alla generazione termoelettrica convenzionale - i cicli combinati, con una capacità complessiva di 12,53 GW, hanno contribuito alla produzione elettrica solo con 28,6 TWh, pari al 7,18% di quella nazionale. Mediamente, i cicli combinati hanno dunque funzionato per poco più di 2.280 ore equivalenti a piena potenza; di conseguenza, con un costo di produzione altissimo ma obbligato, perché rispetto alle centrali nucleari il loro tempo di risposta alle variazioni di carico è paragonabile a quello con cui vira un motoscafo rispetto ad una corazzata. Detto altrimenti, in Francia i cicli combinati sono il supporto economicamente inefficiente all’incapacità delle centrali nucleari di svolgere un ruolo che invece, secondo il Pniec, dovrebbero in modo efficiente svolgere in Italia.

Sulla base di questa affermazione e attraverso il modello del sistema energetico nazionale “TIMES_RSE”, il PNIEC ha realizzato un primo scenario ipotizzando lo sviluppo di un potenziale, da realizzare tra il 2035 e il 2050, economicamente ed energeticamente conveniente.

In particolare, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, attraverso il PNIEC ipotizza lo sviluppo di almeno 400 MW di nuova capacità nucleare avanzato – ovvero piccoli impianti modulari: SMR, AMR e microreattori - al 2035, per arrivare a 2 GW di potenza al 2040, 3,5 al 2045 e 7,6 GW al 2050 a cui andrebbero aggiunti ulteriori 400 MW di potenza da fusione. Il tutto contribuendo all’11% dei consumi finali del Paese.

PIANO DI SVILUPPO DEL NUCLEARE - GW



Elaborazione 100% Rinnovabili Network su PNIEC 2024

Secondo quanto riportato nel PNIEC, secondo lo studio dei diversi scenari analizzati quello che farebbe ricorso al nucleare consentirebbe un risparmio di 17 miliardi di euro rispetto a quello “senza nucleare”, un elemento sul quale il Piano inviato a Bruxelles non fornisce né studi né elementi di valutazione e fornisce dati a sostegno di questa affermazione, limitandosi ad informare che la Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile conterrà i risultati del lavoro di tre gruppi, coordinati dal MASE insieme a RSE ed ENEA, che hanno valutato disponibilità, potenziali di sviluppo, costi e prestazioni degli SMR, con un orizzonte temporale fino al 2050. Malgrado la pubblicazione dei dati sulla Piattaforma fosse stata annunciata per fine ottobre dell’anno scorso, mentre scriviamo queste righe non è ancora avvenuta. Rimanda inoltre l’approfondimento alla Strategia di Lungo Termine che dovrebbe essere presentata nel corso del 2025.

Il primo dato che salta all’occhio è proprio la mancanza di dati, studi e informazioni che possano giustificare i 17 miliardi di euro di risparmio in uno scenario energetico che prevede l’utilizzo del nucleare. E confrontando il nostro Piano con quello tedesco si evidenzia come un buon documento, invece, riporti tutte le analisi, gli studi e i dati che portano poi ad elaborare le scelte.

Il PNIEC tedesco, infatti, diversamente da quello italiano, contiene un orizzonte temporale, dettagliato anno per anno, fino al 2030, ma anche proiezioni fino al 2050, consentendo di verificare che la strategia perseguita è compatibile col “Net zero emissions” a metà secolo. Inoltre, la prima parte del documento è interamente dedicata sia alla minuziosa descrizione dei provvedimenti legislativi e delle altre azioni che sono richiesti per rendere operative le traiettorie finalizzate a realizzare gli obiettivi al 2030, sia ad una altrettanto dettagliata analisi delle consultazioni preventive: elenco dei documenti messi a disposizione, frequenza delle risposte ricevute, analisi del loro contenuto. Insomma, consultazioni non di facciata come quelle italiane e che, avendo coinvolto un’ampia platea di portatori di interessi, dovrebbero garantire un maggior consenso all’implementazione del Piano. Si perviene ad analoghe conclusioni leggendo la sezione dedicata alla collaborazione con i singoli Land per la stesura del Piano.

Anche le successive sezioni procedono sulla medesima falsariga (obiettivi, misure richieste per realizzarli) e si concludono con una serie di tabelle che sintetizzano l’andamento delle singole variabili per ogni anno fino al 2030 e le relative proiezioni al 2040 o 2050. Tabelle largamente assenti nel PNIEC italiano, per cui si deve ricorrere ad incroci tra dati sparsi in differenti parti del documento per ricavare, ad esempio, indicazioni sulla riduzione a fine decennio del consumo di gas. Nel caso del Pniec tedesco, tra le molte disponibili, abbiamo invece una tabella per il consumo di energia primaria (in Petajoule).

Il Piano tedesco, oltre a riassumere in una tabella l’andamento fino al 2050 dei consumi energetici delle singole fonti, cosa che il PNIEC italiano non fa, è possibile integrarlo con le dettagliate valutazioni dell’impatto economico e finanziario, dati che consentono di smentire le affermazioni del Piano italiano, secondo cui non sarebbe conveniente un processo di decarbonizzazione senza l’apporto del nucleare.

I silenzi sul nucleare

Ulteriore elemento da analizzare nel PNIEC italiano del 2024 la cui unica novità è proprio l’entrata in scena del nucleare, è il fatto che rispetto a questa fonte vengono taciute le criticità, infatti:

- dopo il picco, circa il 17% della produzione elettrica mondiale, raggiunto al termine del secolo scorso, è iniziato un trend discendente, che ha portato il contributo del nucleare a calare fino al 9,2% nel 2022: l’andamento tipico di una tecnologia in declino;
- la realizzazione delle centrali nucleari EPR, progettate con l’obiettivo di fornire una migliore competitività economica rispetto ai precedenti ed ampiamente collaudati PWR, in Europa è stata caratterizzata da notevoli sforamenti dei tempi di realizzazione e quindi dei costi previsti. Tema su cui è intervenuta anche la Corte dei Conti francese richiamando EDF a non portare avanti nuove iniziative visti i debiti acquisiti, l’aumento dei costi variabili e le tempistiche mai certe;
- la società russa Rosatom, che detiene il 38% della capacità globale di conversione dell’uranio e il 46% della capacità di arricchimento, è l’unico fornitore economicamente sostenibile di uranio ad alto dosaggio e a basso arricchimento;
- finora gli Stati Uniti hanno fatto affidamento su Rosatom e sulle catene di approvvigionamento controllate dalla Russia per quasi la metà della loro fornitura di uranio. Soltanto lo scorso maggio il presidente Biden ha firmato il Prohibiting russian uranium imports act e sono stati stanziati 2,72 miliardi di dollari per finanziare una nuova capacità di arricchimento in USA;

- il 40% delle importazioni di uranio arricchito dell'UE continua invece a provenire dalla Russia; se i servizi di Rosatom venissero interrotti, molti impianti nucleari europei potrebbero diventare stranded assets e causare gravi perdite finanziarie, oltre a interrompere la fornitura di energia elettrica.

Il nucleare senza numeri

Tornando ai fantomatici risparmi di 17 miliardi di euro dati dallo scenario energetico “con nucleare”, nel PNIEC 2024 l'entrata in scena di questa tecnologia viene giustificata, perché *“La letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente”*. Affermazione fuorviante, considerando proprio che la “concordanza” non trova riscontro nella letteratura scientifica internazionale, dove sul tema esiste un animato dibattito. A titolo esemplificativo, basta guardare il rapporto redatto da Fabian Präger ed altri cinque accademici, *“Evaluating nuclear power's suitability for climate change mitigation: technical risks, economic implications and incompatibility with renewable energy systems”*¹.

A questo si aggiunge che, non solo nella parte del Piano dedicata al nucleare, ma anche in quella relativa a ricerca e innovazione, viene ignorato il ruolo degli accumuli di lunga durata che insieme ad accurate previsioni meteo, rese possibili dall'Intelligenza Artificiale generativa e ad una consolidata funzione stabilizzatrice delle interconnessioni, a breve renderanno di fatto programmabili anche eolico e fotovoltaico.

Inoltre, Piano si limita ad informare che *“Nell'ambito della Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS), tre specifici gruppi di lavoro, coordinati dal MASE con RSE ed ENEA, si sono occupati di: valutare disponibilità, potenziali di sviluppo, costi e prestazioni, rispettivamente, dei nuovi piccoli reattori modulari a fissione e dei reattori a fusione su un orizzonte temporale fino al 2050”*. Il modello del sistema energetico nazionale TIMES RSE *“ha valutato le tecnologie nucleari sia economicamente che energeticamente convenienti”*.

Manca però qualsiasi informazione su quali specifiche competenze relative al nucleare, oltre a quelle dell'ENEA, siano state chiamate a far parte dei gruppi di lavoro (dipartimenti universitari, istituti del CNR ...). Assenza non di poco conto, considerando che:

- non risulta che a livello internazionale qualcuno abbia già effettuato la cosiddetta “prova del budino”, ovvero la realizzazione di un PWR da 300 MW e verificando che il suo costo unitario sia inferiore a quello di un PWR di grande taglia;
- il Piano propone l'obiettivo di una capacità nucleare che, partendo 0,4 GW nel 2035, sale a 7,6 GW nel 2050, anno in cui (per par condicio?) 0,4 GW sono riservati alla fusione, in netto contrasto le conclusioni di segno opposto, raggiunte da altri progetti, sistematicamente ignorati, che hanno ad esempio determinato l'abbandono degli SMR da parte di EdF e dell'azienda americana NuScale Power;

Nella memoria presentata dal ministro Pichetto Fratin alle Commissioni Ambiente e Attività produttive della Camera nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul nucleare, sia scritto che i risultati della Piattaforma erano attesi per la fine di ottobre 2024. Il Piano, quindi, e le valutazioni sul nucleare son state presentate prima di ogni analisi concreta, mettendo *il carro davanti ai buoi*, ma siamo a marzo 2025 e ad oggi i risultati non sono ancora stati resi pubblici. **Forse proprio perché smentirebbero le affermazioni contenute nel PNIEC?**

SNAM e TERNA

¹ <https://www.frontiersin.org/journals/environmental-economics/articles/10.3389/frevc.2024.1242818/full>

I dubbi sull'effettiva capacità e convenienza del nucleare non arrivano solo da una lettura del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Infatti, nell'aggiornamento della Descrizione degli Scenari (DDS) concernenti l'evoluzione del sistema energetico italiano fino al 2040, cofirmato da Snam e Terna, emerge innanzi tutto una singolarità: la produzione di energia nucleare è assente. Viene menzionata soltanto in una delle appendici e sempre adottando il condizionale. Ad esempio: *“Il PNIEC indica che sarebbe quindi utile disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile ... che potrebbe includere il nucleare”,* il quale *“potrebbe contribuire per il 3% circa alla copertura del fabbisogno al 2040”*; *“si ipotizza uno sviluppo di Small Modular Reactors”,* concludendo che è *“possibile simulare una variante dello scenario ... in cui si ipotizza la presenza nel sistema di 2 GW di capacità nucleare così come riportato nel PNIEC stesso”*. Insomma, un atto dovuto, che tuttavia non nasconde i dubbi e le perplessità.

Il DDS presenta due scenari principali al 2040.

Il primo scenario principale, “Distributed Energy Italia” (DE-IT), prevede una maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria), con eolico e fotovoltaico che nel 2040 coprono il 76% della domanda elettrica, mentre “Global Ambition Italia” (GA-IT), realizza la decarbonizzazione dei consumi attraverso un maggiore utilizzo sia dell'idrogeno in tutti i settori, sia di e-fuel, idrogeno e biocarburanti nella mobilità, sia della CCS nei settori hard-to-abate e nella produzione termoelettrica.

Elevata produzione di biometano e sviluppo di nuovi elettrolizzatori per la generazione di idrogeno verde sono previsti, grazie alla sostenuta penetrazione delle rinnovabili elettriche, in entrambi gli scenari. A prima vista, uno che privilegia l'elettrificazione, l'altro il ricorso ai gas, possono apparire la prova che è stata disattesa la principale finalità del rapporto congiunto Snam-Terna: offrire analisi dello sviluppo del sistema energetico italiano in cui sia integrato il ruolo dei due principali vettori, elettricità e gas.

Non è così. Se lo scenario DE-IT rappresentasse il punto di vista del mondo dell'elettrico, non avrebbe previsto la copertura della domanda elettrica al 2040 con le fonti rinnovabili pari al 77%, cioè lontana dal 100%, considerata “conditio sine qua non” per il conseguimento della neutralità climatica al 2050.

Valori di “overgeneration” piuttosto elevati emergono dallo scenario di sviluppo al 2040 DE-IT, ma soprattutto da GA-IT. Il DDS precisa però che tali valori sono conseguenza delle assunzioni effettuate, per cui è ragionevole ipotizzarne una rivalutazione, in particolare della capacità di accumulo necessaria per integrare in modo efficiente gli ulteriori volumi da rinnovabili attesi nel quinquennio 2035-2040.

Decisivo per la stabilità del sistema elettrico sarà infatti il ruolo dell'insieme dei sistemi di accumulo disponibili: secondo il DDS, impianti di pompaggio e altri accumuli “utility-scale” esistenti; accumuli di piccola taglia, abbinati al fotovoltaico residenziale, che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio (2 o 4 ore) pensate per la massimizzazione dell'autoconsumo; accumuli “utility-scale” già aggiudicati dalle aste del capacity market; nuovi accumuli “utility-scale”, con un rapporto energia/potenza elevato (8 ore). Una durata che, ben prima del 2040 sarà indubbiamente superiore.

Il DDS sottolinea che, oltre all'energy shifting, gli accumuli forniscono servizi in potenza attiva per la regolazione della frequenza di rete e in potenza reattiva per la regolazione di tensione. La quantità di energia accumulata non è quindi l'unico indicatore di performance da prendere in considerazione per valutare l'utilità, per il sistema, delle risorse di accumulo.

Il DDS prevede altresì un incremento di accumuli al Nord prevalentemente di piccola taglia, essendo correlato allo sviluppo del fotovoltaico distribuito. La crescita degli accumuli sarà superiore al Sud e nelle isole, dove la maggior parte della nuova capacità di accumulo verrà rappresentata da impianti “utility-scale”. Questi ultimi, insieme a quelli creati dai pompaggi idroelettrici, parteciperanno attivamente ai mercati dell'energia e dei servizi, mentre per gli accumuli elettrochimici “small-scale” si prevede un uso prevalente in accoppiamento con impianti fotovoltaici di piccola taglia, finalizzato a massimizzare l'autoconsumo.

Per quanto riguarda la capacità termoelettrica, gli scenari sono caratterizzati dal completo phase-out di quella a carbone, mentre non sono previste dismissioni di quella a gas esistente, destinata quindi a rimanere in esercizio per un numero decrescente di ore/anno, compensato però dal capacity market, che secondo il DDS diverrà strutturale.

La domanda di gas (61,7 Gmc di cui 0,26 biometano nel 2023) secondo DE-IT nel 2040 scenderà a 52,7 Gmc, di cui 35,0 di gas naturale, 10,6 di biometano e metano sintetico, 7,1 di idrogeno verde. Più consistente la domanda di gas secondo GA-IT: in totale 59,5 Gmc, di cui 39,2 di gas naturale, 10,6 di biometano e metano sintetico, 9,6 di idrogeno verde.

Nel settore dei trasporti il GA-IT vede l'utilizzo di biometano, idrogeno e biocarburanti in quello pubblico e delle merci, sia leggere che pesanti; il DE-IT invece copre con l'energia elettrica parte rilevante della

domanda sia nel trasporto passeggeri che per le merci leggere. Biometano, idrogeno ed e-fuel verranno prevalentemente sfruttati nel trasporto pesante con navi e aerei.

Nel settore civile, il riscaldamento degli edifici nel GA-IT è garantito sia da pompe di calore ibride che puramente elettriche; nel DE-IT si utilizzano prevalentemente pompe di calore elettriche.

Nel settore industriale, GA-IT vede affiancarsi all'elettrificazione un maggior contributo dei combustibili verdi (idrogeno, biometano), mentre nel DE-IT anche in questo caso è presente una quota maggiore di elettrificazione.

Infine, DE-IT prevede una contrazione dei consumi nettamente superiore, grazie alla loro più estesa elettrificazione.

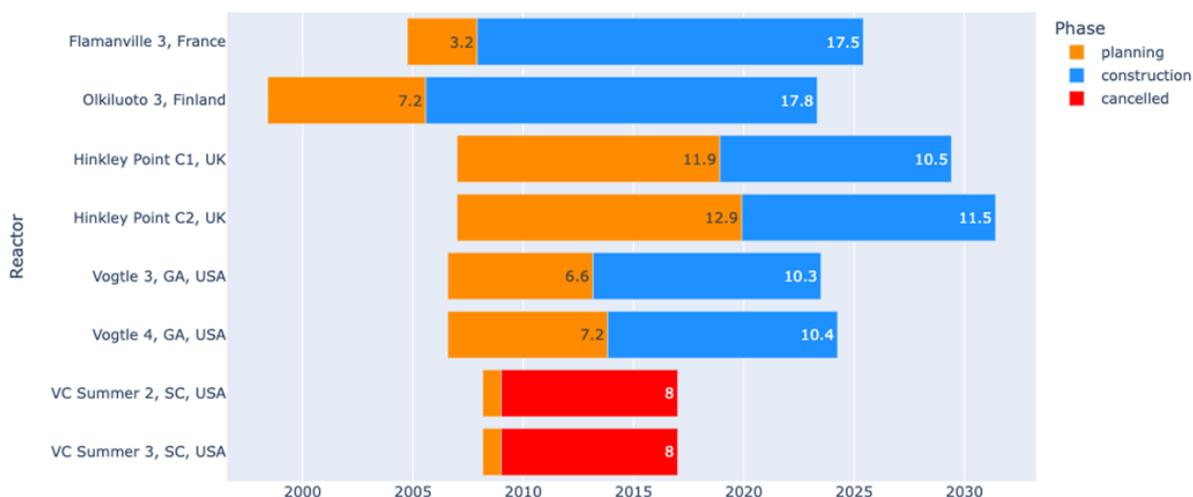
TEMPI DI COSTRUZIONE

Dalla pianificazione, all'operatività del nucleare, agli effetti climatici causati dal ritardo delle rinnovabili e dell'efficienza

Un'altra criticità della tecnologia nucleare, oltre a quella del costo, è quella del tempo. Fattore che nel dibattito pubblico italiano viene sottovalutata. I proponenti del nucleare citano, infatti, i tempi di costruzione di centrali del passato, oppure di centrali recenti in paesi non occidentali. Elementi incompleti e fuorvianti.

L'incompletezza deriva dal fatto che l'indicatore temporale rilevante per la tecnologia nucleare non è solo quello della *costruzione*. Questo, infatti, è sì un indicatore importante, perché incide sul costo economico per gli immobilizzi di capitale in attesa dei ricavi della generazione, ma, ai fini della decarbonizzazione, l'indicatore rilevante è quello che include anche la *pianificazione* dell'impianto nucleare.

I RITARDI DEL NUCLEARE



Elaborazione 100% Rinnovabili Network

Questo indicatore temporale è definito in inglese come PtO (*Planning to Operation*). Il PtO è maggiore del tempo di costruzione perché include la scelta del sito, della tecnologia, del fornitore e la progettazione specifica rispetto al sito. E stando a quanto avvenuto nei recenti progetti nucleari in Nord America ed Europa occidentale non possiamo che constatarci che:

- la valutazione ambientale per il reattore numero tre della centrale di Olkiluoto in Finlandia è cominciata nel 1998, la costruzione nel 2005, e l'operatività nel 2023: un PtO di 25 anni in un sito che ospitava già due reattori, si trova a una distanza elevata da Helsinki (230 km), e nel raggio di 20 km presenta una densità abitativa bassissima.
- il reattore numero tre della centrale di Flamanville, Francia, è stato annunciato nel 2004, la costruzione è iniziata nel 2007, e l'operatività commerciale si stima possa cominciare nel 2025,

dopo la sostituzione della cupola del reattore che presenta saldature critiche (ma i tempi potrebbero essere maggiori, nella centrale di Civaux dove sono state effettuate le più recenti connessioni di reattori alla rete francese, il tempo tra la prima criticalità e l'operatività commerciale è stato di ben quattro anni e qualche mese). Quindi, ottimisticamente un PtO di 21 anni nella nazione con più esperienza nella tecnologia nucleare e su un sito che già ospitava reattori.

- i due reattori, C1 e C2, del terzo lotto della centrale di Hinkley Point, nel Regno Unito, sono stati annunciati nel 2007, le costruzioni sono cominciate nel 2018 e 2019, e l'operatività è prevista tra il 2029 e il 2031: PtO 22-24 anni, se le previsioni troveranno riscontro reale.
- il terzo e il quarto reattore della centrale di Vogtle, Stati Uniti, sono stati annunciati nel 2006, le costruzioni sono cominciate per entrambi nel 2013, e l'operatività è iniziata rispettivamente nel 2023 e nel 2024: PtO 17-18 anni.
- il secondo e il terzo reattore della centrale di VC Summer, Stati Uniti, sono stati annunciati nel 2008, i cantieri sono iniziati nel 2016 e l'anno successivo, 2017, i progetti sono stati cancellati.

I proponenti del nucleare obiettano a questi riferimenti perché secondo loro non sarebbero un campione rappresentativo. Tutt'altro, questo non è un campione, questo è l'insieme completo. Questi sono i soli otto progetti di reattori su cinque siti in quattro paesi che l'industria nucleare ha avviato in epoca recente in Nord America ed Europa occidentale. Il PtO è compreso nell'intervallo 17-25 anni, con media di 21 anni. Il tasso di cancellazione dei reattori che hanno iniziato una fase costruttiva è del 25%. Del resto, l'abbandono in corso d'opera non è una novità nella storia del nucleare civile. I cantieri nucleari iniziati a partire dal 1951 sono stati 807. I progetti di reattori abbandonati o sospesi dopo l'inizio del cantiere sono stati ben 93. Quindi storicamente questo rischio è pari all'11,5% (a luglio 2024, WNISR_24).

Un esempio prospettico che corrobora le stime precedenti è il programma nucleare della Repubblica Ceca. Nel 2024 Praga ha selezionato la sudcoreana KEPKO per la fornitura di 2-4 reattori APR1000. Il primo reattore dovrebbe essere operativo nel 2038. Questo arco temporale, ancora sulla carta, di 14 anni non è però il PtO, e una sua immediata traslazione in Italia sarebbe impropria per quattro motivi:

- nella Repubblica Ceca hanno già scelto i siti,
- quei siti hanno già opere accessorie e certificazioni per ospitare reattori nucleari,
- la Repubblica Ceca ha già un'agenzia di sicurezza nucleare, e
- ha cominciato la selezione del fornitore da diversi anni.

Quindi, la Repubblica Ceca sulla parte "planning" del PtO che porta all'operatività ha almeno un vantaggio di 5 anni sull'Italia, a voler essere ottimisti. Nel caso in cui l'Italia agisse sul nucleare come la Repubblica Ceca, il PtO sarebbe quindi di 19 anni, e il kWh nucleare arriverebbe a metà degli anni '40. Si fa notare come negli anni '40 il settore elettrico italiano dovrà già essere decarbonizzato, perché questo settore è il primo che deve raggiungere le emissioni zero per permettere la decarbonizzazione progressiva degli altri settori, trasporti e usi termici, attraverso l'elettrificazione.

Disinformazione nuclearista sui tempi di questa tecnologia

I proponenti del nucleare sviano l'opinione pubblica facendo riferimento a dati incompleti e ormai non più pertinenti, come per esempio la costruzione del parco nucleare francese, che secondo loro, avrebbe richiesto solo 15 anni, facendo cominciare quel programma il 1974, data del piano Messmer, e terminare a fine anni '80. Questa valutazione è incompleta per due motivi. Innanzitutto, perché non considera la parte di pianificazione che ha preceduto quella di costruzione. Per esempio, la centrale di Fessenheim ottenne il permesso di costruzione nel 1967, e la pianificazione era cominciata anni prima. Inoltre, la coda di quel programma di costruzione è terminata nel 2002, anno dell'inizio dell'operatività dei due reattori della centrale di Civaux, la cui costruzione era cominciata 24 e 21 anni prima. Pertanto, quel programma transalpino ha richiesto un arco temporale almeno quarantennale, più del doppio di quello dichiarato dai proponenti del nucleare.

Ma ancora più importante è un'altra considerazione: l'esempio del parco nucleare storico francese è ormai irrilevante rispetto all'oggi. Nel passato, l'industria nucleare dichiarava che un incidente maggiore con fusione del nocciolo sarebbe stato un evento praticamente impossibile, che se ne sarebbe potuto avere al più uno ogni dieci milioni di anni di funzionamento di un reattore. Gli incidenti di Three Mile Island, Chernobyl, e Fukushima, hanno smentito quelle stime. Incidenti catastrofici si sono verificati con frequenza molto maggiore di quella prevista, e i danni sono stati tanti e tali da portare a profonde revisioni della sicurezza nucleare.

Ricordiamo che i soli costi di messa in sicurezza del sito di Fukushima potrebbero essere nell'intervallo di 470 — 660 miliardi di dollari². Danni comunque contenuti rispetto al disastro maggiore sfiorato, che avrebbe comportato l'evacuazione di Tokyo³.

Per quanto riguarda la Francia, è stato stimato che un incidente maggiore in quel Paese potrebbe causare danni pari a 450 miliardi di euro, stima centrale nell'intervallo tra 200 e 1.000 miliardi di euro. Le aree contaminate sarebbero pari a 18.800 kmq, inclusa una zona di esclusione di 1.300 kmq.

I più lunghi tempi di pianificazione e costruzione delle centrali nucleari recenti sono l'ovvia conseguenza del tenere conto di questi rischi, che invece i proponenti del nucleare omettono o sminuiscono con il ricorso a dati parziali. Vogliono costoro un ritorno al nucleare *d'antan*, quello che prometteva sicurezza senza le verifiche di autorità indipendenti?

Costo-opportunità climatico del PtO nucleare

Anche ipotizzando che il nucleare sul ciclo di vita abbia emissioni nulle di gas serra, il fardello di emissioni climalteranti di un programma nucleare non sarebbe pari a zero. Il motivo è che un tale piano richiederebbe che prima di raggiungere l'operatività la generazione elettrica continui con i fattori emissivi correnti. Come è stato descritto, il nuovo nucleare è un'opzione lenta, a parità di contesto, in termini di PtO rispetto alle alternative come solare, eolico ed efficienza. Esiste pertanto un costo-opportunità di un programma nucleare: le risorse economiche e i tempi necessari potrebbero essere utilizzati diversamente, e questo confronto, che è decisamente a sfavore del nucleare, ne determina il fardello climatico.

È vero che in Italia anche i progetti eolici e solari hanno registrato notevoli ritardi, ma questo non è un contro-argomento, tutt'altro. Se per l'Italia esiste un moltiplicatore peggiorativo del PtO delle rinnovabili, allora un moltiplicatore simile o peggiore dovrebbe essere considerato per il nucleare, con conseguente peggioramento della scelta nucleare.

Ma pur prendendo cautelativamente pari a soli 15 anni la differenza tra il PtO del nucleare e quello delle rinnovabili, questo ritardo è già significativo per il fardello emissivo. Se si prevede di riservare una quota del mix elettrico al nucleare ciò implica che le emissioni del tendenziale fossile di quella quota dovranno continuare per 15 anni in più rispetto all'alternativa rinnovabile.

In Italia il tendenziale fossile è il gas in cicli combinati. Considerando non solo le emissioni al camino della centrale a gas, ma anche quelle a monte, il gas fossile in cicli combinati pesa 430 grammi CO₂e/kWh. Ammettendo un'ottimistica vita utile del nucleare pari a 60 anni, il fardello emissivo del nucleare in Italia per il ritardo sul PtO sarebbe quindi pari a $15/60=1/4$ del fattore emissivo del gas fossile, ovvero 107,5 gCO₂e/kWh.

Inoltre, questa stima non include il rischio di cancellazione dei progetti nucleari, che, come abbiamo visto, è un rischio non trascurabile (11,5% sullo storico e 25% sull'esperienza recente in paesi occidentali) e che quindi aumenta in proporzione il costo-opportunità climatico del nucleare.

² <https://www.scientificamerican.com/article/clearing-the-radioactive-rubble-heap-that-was-fukushima-daiichi-7-years-on/>

³ https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK373721/box/box_2-3/?report=objectonly

Tableau 11 : Estimations de coûts d'accident en France (milliards d'euros)

		Accident grave	Accident majeur
Coûts sur site	Réhabilitation	5	5
	Remplacement	6	9
	Autres coûts sur site	ε	ε
	TOTAL	10	15
Coûts des territoires contaminés	Zones d'exclusion	ε	13
	Zones de contrôles radiologiques	11	98
	TOTAL (arrondi)	11	110
Coûts radiologiques hors site	Contremesures d'urgence	ε	3
	Effets sanitaires	ε	10
	Effets psychologiques	0	17
	Pertes agricoles	9	14
	Coût de relogement	0	10
	TOTAL	9	54
Coûts d'image	Réduction de la demande de produits agricoles français	13	60
	Réduction de la demande touristique	25	75
	Réduction des autres exportations	12	46
	TOTAL (arrondi)	50	180
Effets sur le parc de production d'électricité		44	88
TOTAL (arrondi)		120	450

ε signifie un coût faible, en valeur relative seulement : inférieur à 1 milliard d'euros

IRSN⁴

I COSTI DEL NUCLEARE

Tra le criticità del nucleare è importante mettere in evidenza quella dei costi, sia di generazione dell'elettricità che di sistema. Il costo dell'elettricità generata dalla fonte nucleare è ben maggiore dei costi delle rinnovabili. E i reattori "piccoli" (Small Modular Reactor, SMR) sono ancora più costosi. Per confrontare fra le diverse tecnologie il costo di generazione dell'elettricità, si utilizza il metodo del "costo livellato dell'elettricità" (Levelized Cost Of Electricity, LCOE). Nei confronti internazionali questo indicatore è espresso in dollari per megawattora (\$/MWh) e si calcola come il rapporto fra i costi complessivi della costruzione e del funzionamento dell'impianto, risultanti dalla somma dei costi dell'investimento per la costruzione dell'impianto, compresi gli oneri finanziari dell'ammortamento del capitale investito, più i costi operativi per la durata della vita produttiva dell'impianto, per il funzionamento, per il combustibile e per la manutenzione, divisi per la quantità di elettricità prodotta durante l'intera vita utile dell'impianto. I prezzi dell'elettricità sui vari mercati nazionali differiscono, spesso anche significativamente, dal costo di generazione, oltre che per i margini di profitto e le altre componenti di costo industriale come la trasmissione e la distribuzione, anche per i sistemi di gestione

⁴ https://www.irsn.fr/sites/default/files/documents/expertise/rapports_expertise/IRSN-PRP-CRI-SESUC-2013-00261_methodologie-cout-accident.pdf

del mercato elettrico adottati per definirli e per le politiche nazionali fiscali e tariffarie: ad esempio, se gli investimenti per la costruzione degli impianti hanno ricevuto aiuti, sotto la forma di finanziamenti pubblici o di prestiti a tassi agevolati pagati poi da tutti con le tasse e non con le tariffe elettriche; se alcune tariffe godono di agevolazioni, per fasce di reddito o per determinati consumi, e da come vengono finanziate queste agevolazioni o, al contrario, se le tariffe elettriche sono caricate di altri oneri, non derivati dai costi di generazione dell'elettricità. Secondo l'Agencia Internazionale per l'Energia1 (AIE) i costi di generazione dell'energia elettrica, nel 2023, 2030 e 2050, nell'Unione Europea sono, per le fonti rinnovabili sempre più bassi di quelli del nucleare. L'AIE prevede una differenza di ben 120 \$/MWh tra nucleare e solare fotovoltaico per il 2023, di 100 \$/MWh per il 2030 e il 2050. Una differenza importante che si nota anche per l'eolico onshore, pari a 110 \$/MWh per il 2023, di 80 \$/MWh per il 2030 e 75 \$/MWh per il 2050. E per l'eolico offshore, pari a 100 \$/MWh per il 2023, 90 \$/MWh per il 2030 e il 2050. Numeri significativi che valgono, con lievi differenze, anche per il nucleare realizzato negli Stati Uniti, in Cina o in India rispetto alle fonti rinnovabili lì disponibili.

Costi delle tecnologie in Europa

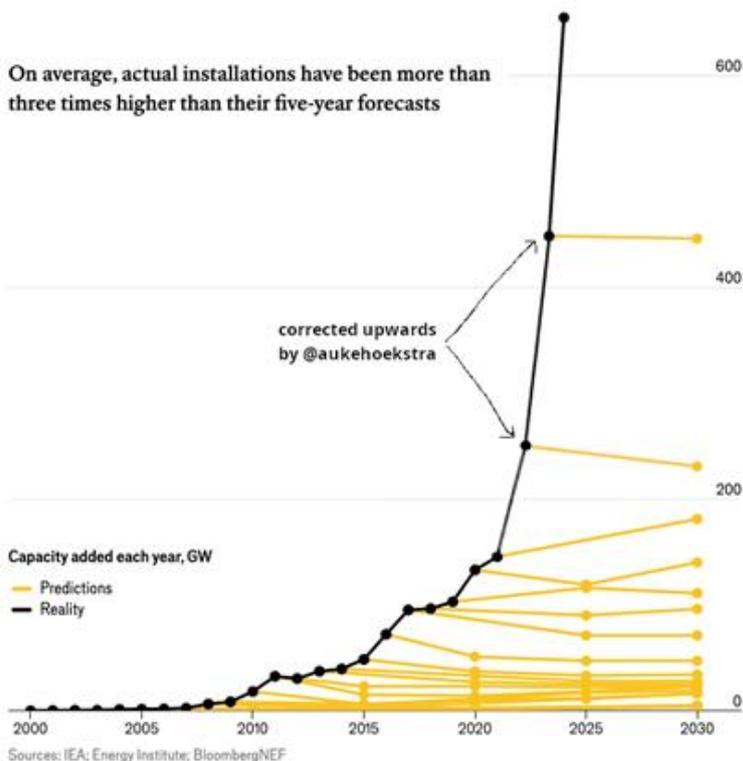
UNIONE EUROPEA	LCOE		
	USD/MWh		
	2023	2030	2050
NUCLEARE	170	135	125
CARBONE	290	n.a.	n.a.
GAS CCGT	205	260	n.a.
SOLARE FOTOVOLTAICO	50	35	25
EOLICO ONSHORE	60	55	50
EOLICO OFFSHORE	70	45	35

Agencia Internazionale per l'Energia

Come messo in evidenza dall'AIE, il costo di generazione dell'elettricità prodotta dalle centrali nucleari è molto maggiore, parliamo di 3,4 volte quello del solare e 2,8 volte quello dell'eolico, anche se minore di quello delle centrali a carbone e di quello delle centrali a gas per via dei costi sostenuti per le emissioni di CO₂. Fonti fossili dalle quali è però necessario uscire per le ragioni note a tutti e legate all'emergenza climatica.

Da notare come il costo di generazione dell'elettricità da fonte solare dell'AIE è basato su un valore medio europeo del fattore di capacità pari al 14% e che in Italia, in particolare nel Mezzogiorno, questo è superiore, quindi con un costo di generazione significativamente minore. Va ricordato inoltre che l'AIE ha nel recente passato sostanzialmente sottostimato le potenzialità delle rinnovabili, e in particolare del fotovoltaico. Il seguente grafico di Auke Hoekstra illustra questa sistemica sottostima sulle capacità installate. Evidenziare queste sottostime della AIE è utile come premessa rispetto agli scenari presentati nel seguito: il fotovoltaico nel Mezzogiorno potrebbe presto, anche prima del 2050, raggiungere un LCOE di soli 10 €/MWh. Nonostante ciò, nel seguito continueremo a fare riferimento alle previsioni della AIE.

↓ EASY PV *how solar outgrew expectations*



IEA: Energy Institute: BloombergNEF

Le differenze dei costi di generazione date dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, nell'Unione Europea derivano dai seguenti costi e rendimenti:

- per il nucleare: costi in conto capitale pari a 6.600 \$/kW, con un fattore di capacità del 70% e con costi per il combustibile, per la gestione e la manutenzione di 35 \$/MW/h
- per il solare fotovoltaico: costi dell'investimento pari a 750 \$/kW, con un fattore di capacità del 14% e con costi per la gestione e la manutenzione di 10 \$/MW/h.
- per l'eolico: con costi dell'investimento pari a 1.630 \$/kW, con un fattore di capacità del 29% e con costi per la gestione e la manutenzione e di 15 \$/MW/h.
- per le centrali a carbone: costi dell'investimento pari a 2.000 \$/kW, con un fattore di capacità del 20% e con costi per il combustibile, per la gestione e la manutenzione e per la CO₂ di 155 \$/MW/h (il carbone costa poco, ma si paga abbastanza per le elevate emissioni di CO₂)
- per le centrali a gas: con costi dell'investimento pari a 1.000 \$/kW, con un fattore di capacità del 20% e con costi per il combustibile, per la gestione e la manutenzione e per la CO₂ di 130 \$/MW/h.

Costi della tecnologia in Europa nello Scenario degli Impegni Annunciati

UNIONE EUROPEA	COSTI in Conto Capitale			FATTORE DI CAPACITA'			CARBURANTE, CO ₂ , FUNZIONAMENTO E MANUTENZIONE			LCOE		
	USD/MWh			%			USD/MWh					
	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050
NUCLEARE	6.600	5.100	4.500	70	75	75	35	35	35	170	140	120
CARBONE	2.000	2.000	2.000	15	n.a.	n.a.	155	175	210	315	n.a.	n.a.
GAS CCGT	1.000	1.000	1.000	25	15	n.a.	120	100	110	175	185	n.a.

SOLARE FOTOVOLTAICO	750	460	330	14	14	14	10	10	10	50	35	25
EOLICO ONSHORE	1.630	1.540	1.460	29	30	30	15	15	10	60	55	50
EOLICO OFFSHORE	3.120	2.200	1.500	50	55	56	15	10	10	70	45	30

Agenzia Internazionale per l'Energia

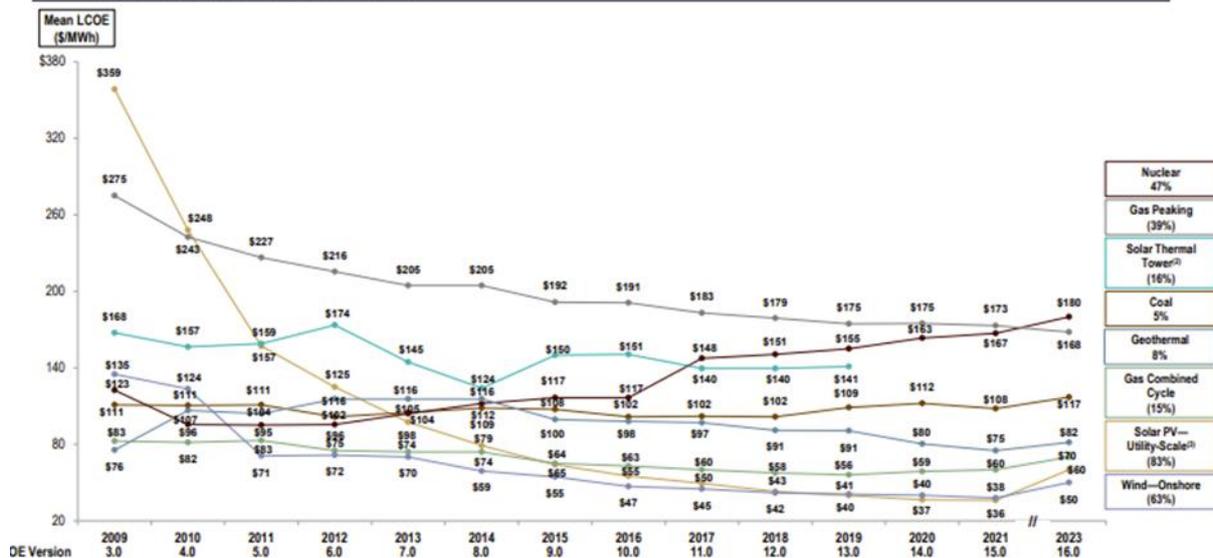
Di un certo interesse è anche un recente studio pubblicato da Lazard⁵, importante banca d'affari, sull'andamento dei costi medi di generazione dell'energia elettrica delle diverse tecnologie dal 2009 al 2024. I valori per il solare e l'eolico sono simili a quelli calcolati dall'AIE, proiettati due anni dopo. La media mondiale di quella generata col carbone e col gas è minore perché non include i costi della CO₂, obbligatori per il sistema ETS nell'Unione Europea. Il costo di generazione dell'elettricità delle centrali nucleari calcolato da Lazard è di 183 dollari a MWh, il 14% in più di quello dell'AIE. Il maggiore costo di generazione deriva da una valutazione più realistica, quindi più elevata, del costo capitale impiegato per la costruzione di centrali nucleari.



Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Utility-Scale Generation Comparison

Lazard's unsubsidized LCOE analysis indicates significant historical cost declines for utility-scale renewable energy generation technologies driven by, among other factors, decreasing capital costs, improving technologies and increased competition

Selected Historical Mean Unsubsidized LCOE Values⁽¹⁾



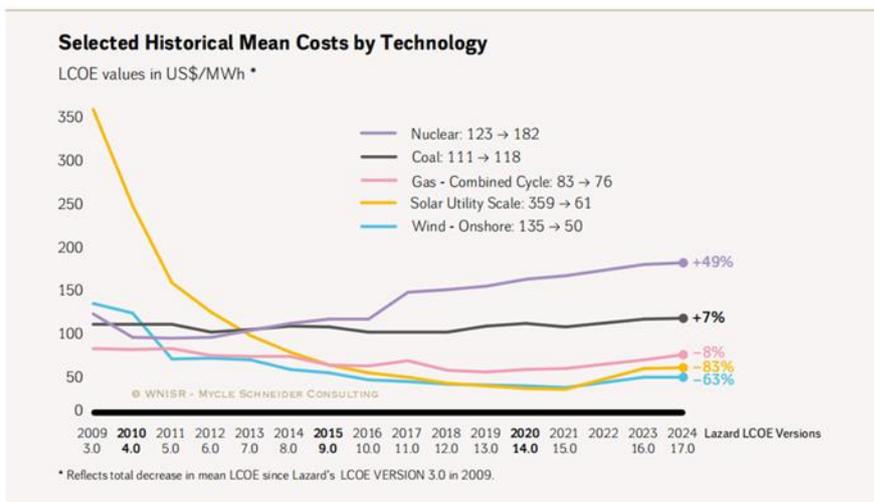
Source: Lazard and PricewaterhouseCoopers estimates and publicly available information.
 (1) Reflects the average of the high and low LCOE for each respective technology in each respective year. Percentages represent the total decrease in the average LCOE since Lazard's LCOE v3.0.
 (2) The LCOE no longer analyzes solar thermal costs; percent decrease is as of Lazard's LCOE v13.0.
 (3) Prior versions of Lazard's LCOE divided Utility-Scale Solar PV into Thin Film and Crystalline subcategories. All values before Lazard's LCOE v16.0 reflect those of the Solar PV—Crystalline technology.

This study has been prepared by Lazard for general informational purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

I costi dei 2 reattori AP1000 a Vogtle, per esempio, hanno raggiunto i 36 miliardi di dollari (WNISR 2024, pag. 27) per una potenza totale di 2.200 MW, dunque oltre i 16.000 dollari per kW. Quelli dell'EPR di Flamanville (1.630 MW netti) sono stati pari a 13,2 miliardi di euro (WNISR 2024 pag. 109), dunque 8.000 euro per kW, senza calcolare i rilevanti oneri finanziari (il costo totale di Flamanville⁶ ha raggiunto i 23,7 miliardi di euro se li si include, come ha valutato la Cour des Comptes nel 2025, rispetto ai 3,3 miliardi previsti da EDF nel 2007). Vale la pena di sottolineare come nel caso dell'EPR il costo di costruzione dei reattori è andato crescendo nel tempo, esattamente il contrario di ciò che è accaduto per le tecnologie rinnovabili.

⁵ <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2019:0436:FIN:EN:PDF>



Source: Lazard Estimates, 2024

Notes: LCOE: Levelized Cost of Energy

Lazard, "Levelized Cost of Energy", June 2024⁷

Inoltre, importante notare come lo studio "Levelized Cost of Energy" di giugno 2024 registra come il costo di generazione dell'elettricità prodotta da impianti solari sia crollato, dal 2009 al 2024, dell'83%: da 359 a 61 dollari a MWh. Anche quello dell'elettricità prodotta dagli impianti eolici è fortemente diminuito, del 63%: da 135 a 50 dollari a MWh. Mentre quello del nucleare, in particolare dopo il 2011, anno del grave incidente alla centrale di Fukushima, è aumentato del 49%, passando da 123 dollari a MWh nel 2009 a ben 182 dollari a MWh nel 2024.

Al di là delle diverse stime di letteratura, vale la pena riportare le stime ufficiali del governo inglese sul costo industriale da varie fonti, assunto per la definizione del prezzo garantito coi "contratti per differenza".

Le cifre di riferimento per i costi industriali - espressi in valori reali del 2012 - per progetti da commissionare nel 2025 sono:

- Nucleare: 109 £/MWh (impianti "first of a kind" basato su prime stime di Hinkley Point)
- Eolico onshore: 38 £/MWh
- Eolico offshore (su pali): 44 £/MWh
- Solare grande scala: 41 £/MWh

Il costo industriale stimato dal governo inglese per il nucleare, basato sui costi assunti per Hinkley Point, più bassi rispetto alle spese reali, **sono quasi il triplo di quello valutato per il solare a scala industriale in un Paese molto meno soleggiato del nostro**. Sulla base di queste stime dell'LCOE, il governo inglese ha stabilito i valori di riferimento del tetto dell'asta al ribasso per assegnare i contratti sulle varie fonti: solare: 61 £/MWh, eolico onshore: 64 £/MWh, ed eolico offshore: 73 £/MWh (sempre a valori 2012), **tranne che per il nucleare**, tenuto riservato dal governo inglese in quanto "informazione confidenziale" nella negoziazione bilaterale coi proponenti. Va ricordato poi che il costo previsto per gli EPR in costruzione a Hinkley Point è già raddoppiato rispetto alle stime iniziali⁸.

Nell'asta del settembre 2024 i contratti per le rinnovabili assegnate dal governo inglese hanno chiuso a questi prezzi: solare 50,07 £/MWh, eolico a terra 50,9 £/MWh, eolico offshore su pali 54,23 £/MWh, sempre a valori 2012: metà del costo industriale previsto inizialmente per i reattori di Hinkley Point.

⁷ https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazardslcoepplus-june-2024-_vf.pdf

⁸ UK Department for Energy Security and Net Zero, Electricity Generation Costs 2023, Novembre 2023. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf>

Coloro che continuano a parlare di elettricità generata dalle rinnovabili come più costosa di quella generata dalle centrali nucleari o sono in malafede, e ricorrono ad una pubblicità ingannevole per promuovere le centrali nucleari, oppure non sono aggiornati: sono fermi a 15 anni fa, quando effettivamente l'elettricità generata dalle centrali nucleari costava meno di quella generata dal solare e dall'eolico.

Le valutazioni sui costi di generazione del nucleare e delle rinnovabili, specie dell'eolico e del fotovoltaico, vanno integrate con altre considerazioni. Per il nucleare vi sono dei costi di sistema sottostimati o ignorati nel calcolo col metodo LCOE, in particolare i costi di decommissioning e di bonifica dei siti delle centrali nucleari e una parte significativa dei costi di gestione dei rifiuti radioattivi, di alta e media attività, generati dal funzionamento e dallo smantellamento delle centrali. Per il decommissioning si sa che i costi sono molto elevati e i tempi sono molto lunghi. Mancano consuntivi numericamente significativi perché il numero degli impianti smantellati è esiguo: la gran parte di quelli non più funzionanti, è solo alle fasi iniziali del decommissioning. Dei 213 reattori nucleari dismessi al mondo solo 9 (nove) hanno ultimato il ripristino completo del sito alle condizioni precedenti l'installazione (green field). Inoltre, questi 9 reattori sono tutti di piccola taglia, alcuni sono dei prototipi di ricerca. Nessun reattore commerciale medio, di taglia da 1 GWe, è stato a oggi completamente smantellato e il sito riportato in condizione green field. La gestione dei rifiuti radioattivi di media attività radioattiva che decadono in alcune centinaia di anni e soprattutto di alta attività radioattiva che decadono in molte migliaia di anni richiedono costi elevati e prolungati, certi, ma difficili da quantificare. In Europa, la più recente stima del 2019 del costo previsto di gestione delle scorie, escluso lo smantellamento delle centrali, è nell'intervallo 422 — 566 miliardi di euro⁹. In Italia, lo smantellamento del passato nucleare, deposito nazionale e gestione scorie, che dovrebbe essere realizzato entro il 2052, costerà 11,4 miliardi di euro¹⁰. Anche stimando cautelativamente di addebitare solo una parte di questa cifra alla passata produzione elettro-nucleare, per esempio 6 miliardi di euro, ciò corrisponderebbe a 65 €/MWh rispetto alla produzione effettuata, che è stata pari a 92 TWh. Si può quindi affermare che il costo di generazione calcolato col metodo LCOE per le centrali nucleari sottovaluta costi sistemici, certi e rilevanti, difficili da quantificare e che, in genere, finiscono a carico della collettività, presente e futura.

Miraggi d'Oltralpe

I sostenitori italiani del nucleare citano spesso il nucleare francese come esempio di successo economico. Nulla di più falso: EDF, la società francese che gestisce le centrali nucleari, è in realtà "un peso" per il sistema elettrico francese: fortemente indebitata, nonostante i consistenti aiuti pubblici, in forte difficoltà nella ristrutturazione dei suoi 56 reattori nucleari e con poche risorse disponibili per investimenti nelle rinnovabili, come scrisse Le Monde il 7 dicembre 2020, che cita invece i successi di ENEL che "prende la rivincita sui concorrenti nucleari", raddoppiando, senza il nucleare, la sua capitalizzazione in borsa, arrivata a 84 miliardi di euro. Di aiuti di Stato, a carico dei contribuenti, EDF ne ha avuti parecchi. A causa di agevolazioni fiscali concesse a Edf nel 1997, per esempio, la Commissione Ue ha intimato al governo francese di recuperare dalla stessa 1,37 miliardi di euro nel 2015 (ANSA 22 luglio 2015).

A proposito del basso prezzo dell'elettricità in Francia: EDF è stata costretta a vendere energia a prezzi scontati, aumentando così il suo indebitamento che, nel 2022, ha superato i 64,5 miliardi di euro. Ecco che, di nuovo, è dovuto intervenire massicciamente lo Stato francese, tornando nel 2023, dopo 17 anni di presenza in Borsa, alla nazionalizzazione del 100% della società, con un investimento pubblico di 9,7 miliardi di euro. Fra l'altro, la nazionalizzazione del 100% di EDF è stata effettuata con il "ritiro obbligatorio" dalla Borsa degli ultimi azionisti costretti a disfarsi dei propri titoli per 12 euro netti ciascuno: un prezzo basso per i piccoli azionisti, molti dei quali dipendenti di EDF che avevano scommesso gran parte dei loro risparmi sul futuro del gruppo. Ma l'intervento dello Stato per tenere in piedi, a spese dei contribuenti, il nucleare, non è solo un fatto isolato alla Francia: è ormai diventata una regola. Scrive l'Agenzia internazionale per l'Energia (Electricity 2024 - Analysis and forecast to 2026- IEA): *"Il finanziamento di progetti nucleari comporta elevati costi di capitale iniziali, che si ammortizzano in lunghi periodi di tempo.*

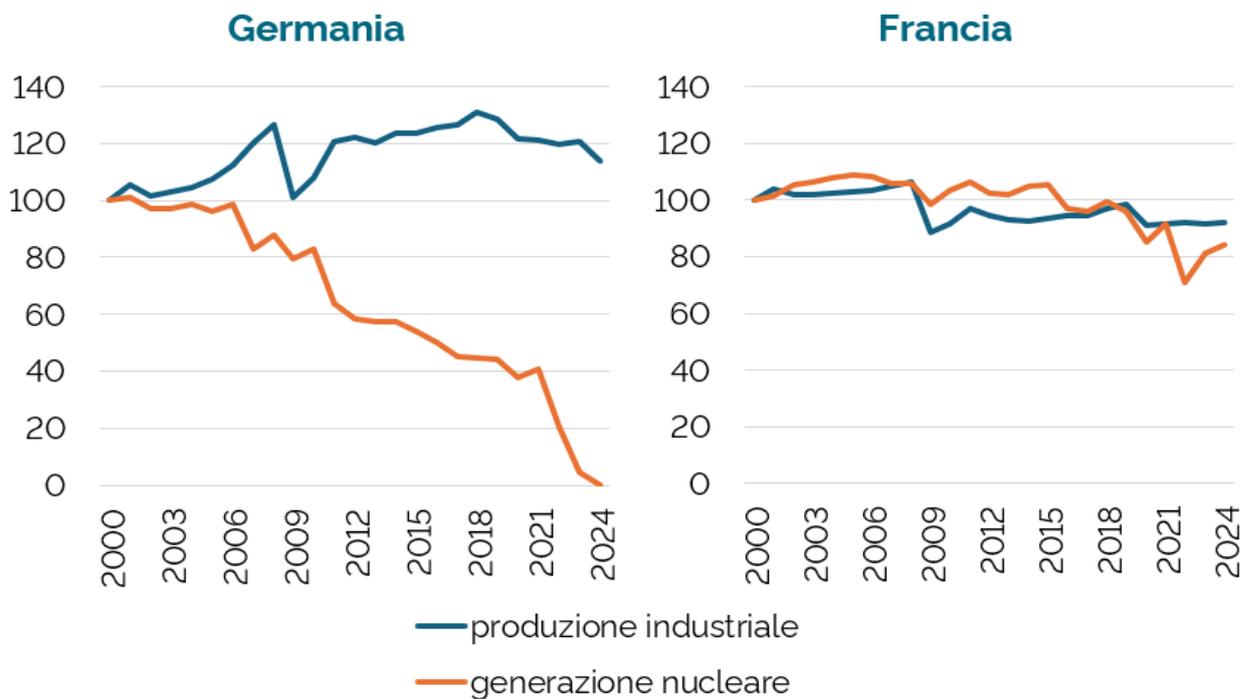
⁹ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2019:0436:FIN:EN:PDF>

¹⁰ Intervista all'Amministratore Delegato di Sogin, Sole 24 Ore, 12 febbraio 2025.

Ciò significa che la redditività di un progetto è altamente sensibile ai rischi di costruzione e al costo del capitale. Con tassi di interesse più elevati, i ritardi di costruzione possono diventare ancora più costosi attraverso l'aumento del valore del tempo. La maggior parte del rischio è associata alla fase di costruzione... Tali casi potrebbero aumentare in particolare il rischio di pagamenti di interessi provvisori dovuti durante la fase di costruzione, il che può mettere a repentaglio la fattibilità finanziaria di un progetto in corso. In pratica, i problemi di finanziamento sono stati affrontati in vari modi. Un approccio importante è attraverso il coinvolgimento di attori statali. I progetti possono essere finanziati direttamente tramite finanziamenti statali, che è il modo in cui la maggior parte dei progetti nucleari viene finanziata, ad esempio, in Cina. L'India ha preso in considerazione solo di recente la possibilità di consentire partecipazioni di minoranza private nelle operazioni nucleari, con tutti gli impianti operativi finanziati tramite fondi governativi. I governi possono anche intervenire come garanti per ridurre i costi di capitale, che era l'obiettivo dichiarato del governo degli Stati Uniti quando ha fornito garanzie per il finanziamento di Vogtle 3 e 4. Allo stesso modo, la Svezia, alla luce dei suoi annunci di espansione della sua capacità nucleare, ha già offerto garanzie di prestito per la costruzione dei nuovi siti nucleari pianificati. Gli attori statali interessati a vendere la tecnologia possono anche fornire finanziamenti ai fornitori, come ha fatto la Russia per la costruzione del reattore nucleare di Rooppur in Bangladesh o dell'impianto di El-Dabaa in Egitto, dove il Paese ha venduto la sua tecnologia e fornito strumenti di finanziamento. Il sostegno pubblico da parte dei contribuenti e del governo britannico è stato recentemente introdotto nel Regno Unito, dove il modello Regulated Asset Base... Un ulteriore pacchetto di sostegno del governo del Regno Unito (GSP) verrebbe attivato se gli sforamenti dei costi di costruzione superassero un certo livello”.

L'idea di un ritorno al nucleare, finanziato in vari modi dallo Stato, per un Paese, fortemente indebitato e con un carico fiscale già pesante per chi paga regolarmente le tasse, come l'Italia, pare del tutto irrazionale. Una scelta impegnativa per l'impiego di risorse pubbliche, limitate e scarse, dovrebbe, in ogni caso, essere, pubblicamente e in modo trasparente, discussa e non nascosta sotto il tappeto fatto con stime fantasiose su fantastici risparmi che si otterrebbero col ritorno al nucleare. Peraltro, non vi è alcuna correlazione tra la produzione nucleare e l'attività industriale, come mostra questo grafico che confronta i casi di Germania, con la progressiva uscita dal nucleare, e la Francia (elaborazione ISPI).

CORRELAZIONE TRA PRODUZIONE NUCLEARE E ATTIVITA' INDUSTRIALE



Fonte: elaborazioni ISPI su Eurostat, Energy Institute.

Ma ancora più importante è un'altra considerazione: l'esempio del parco nucleare storico francese è ormai irrilevante rispetto all'oggi. Nel passato, l'industria nucleare dichiarava che un incidente maggiore con fusione del nocciolo sarebbe stato un evento praticamente impossibile, che se ne sarebbe potuto avere al più uno ogni dieci milioni di anni di funzionamento di un reattore. Gli incidenti di Three Mile Island, Chernobyl, e Fukushima, hanno smentito quelle stime. Incidenti catastrofici si sono verificati con frequenza molto maggiore di quella prevista, e i danni sono stati tanti e tali da portare a profonde revisioni della sicurezza nucleare.

Ricordiamo che i soli costi di messa in sicurezza del sito di Fukushima potrebbero essere nell'intervallo di 470 — 660 miliardi di dollari¹¹. Danni comunque contenuti rispetto al disastro maggiore sfiorato, che avrebbe comportato l'evacuazione di Tokyo¹². Per quanto riguarda la Francia, è stato stimato che un incidente maggiore in quel Paese potrebbe causare danni pari a 450 miliardi di euro, stima centrale nell'intervallo tra 200 e 1.000 miliardi di euro¹³. Le aree contaminate sarebbero pari a 18.800 kmq, inclusa una zona di esclusione di 1.300 kmq.

I più lunghi tempi di pianificazione e costruzione delle centrali nucleari recenti sono l'ovvia conseguenza del tenere conto di questi rischi, che invece i proponenti del nucleare omettono o sminuiscono con il ricorso a dati parziali.

Costi di sistema delle rinnovabili

Talune fonti rinnovabili, in particolare quelle di maggiore sviluppo, il fotovoltaico e l'eolico, come è noto, non sono continue: il fotovoltaico richiede luce solare e l'eolico il vento, la luce solare e il vento non sono costanti, ma variabili. A queste variabilità si può ovviare combinando le diverse fonti rinnovabili, con sistemi di reti intelligenti e interconnesse e con varie tecnologie di accumulo, già disponibili e in via di sviluppo. Adeguamento delle reti e sistemi di accumulo, specie quelli di più lunga durata, quelli stagionali, hanno dei costi aggiuntivi rispetto a quelli di generazione, da tenere presenti nei cosiddetti "costi di sistema", in parte ridotti dall'apporto di energia derivante dalle interconnessioni. In Italia una buona integrazione fra solare ed eolico (che sarà potenziata quando verrà consentita la realizzazione di impianti ibridi eolici/fotovoltaici), e fonti più continue come l'idroelettrico, la geotermia e le biomasse, aiuterà a ridurre il fabbisogno di accumuli e quindi il loro costi.

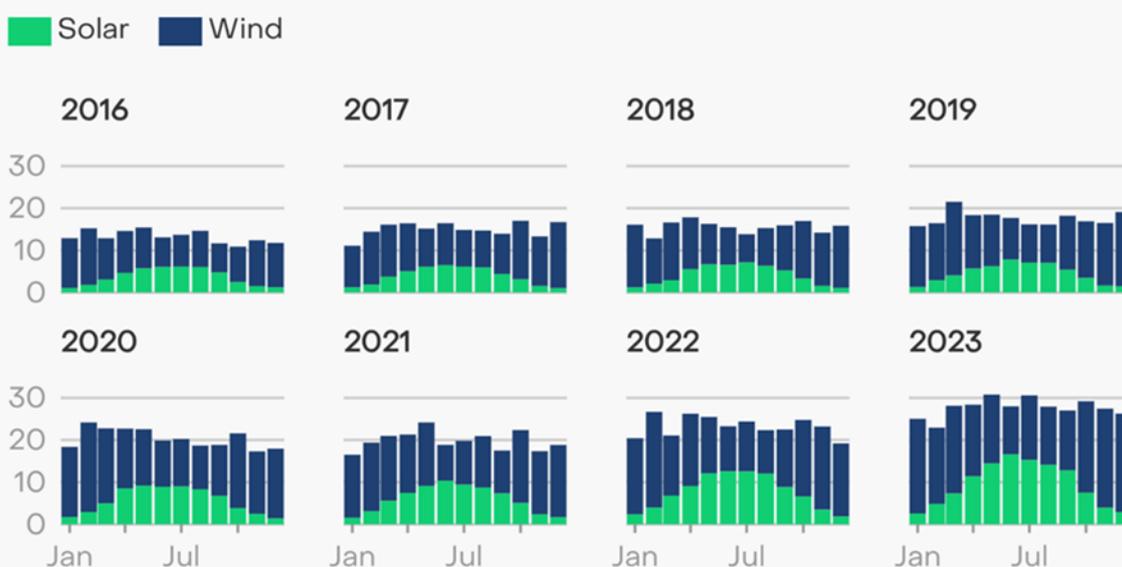
¹¹ <https://www.scientificamerican.com/article/clearing-the-radioactive-rubble-heap-that-was-fukushima-daiichi-7-years-on/>

¹² https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK373721/box/box_2-3/?report=objectonly

¹³ https://www.irsn.fr/sites/default/files/documents/expertise/rapports_expertise/IRSN-PRP-CRI-SESUC-2013-00261_methodologie-cout-accident.pdf

Wind and solar provide stable electricity generation across all seasons

Share of EU monthly generation (%)



Source: Monthly electricity data, Ember

EMBER

Oltre all'utilizzo combinato delle diverse fonti, oggi disponiamo dei sistemi di accumulo per un utilizzo massiccio di fonti rinnovabili di energia. In particolare:

1. I sistemi di accumulo di energia a batteria (Battery energy storage system-BESS) che si caricano quando c'è maggiore produzione di elettricità e funzionano come riserve operative che lavorano costantemente per gestire le fluttuazioni di frequenza sulla rete e soddisfare la domanda, solitamente, giornaliera. Utenze singole, utenze collettive come le comunità energetiche, ma anche attività industriali e commerciali che utilizzano energie rinnovabili con sistemi di accumulo di energia a batteria¹⁴ (BESS) non solo per assicurare una fornitura giornaliera sicura, ma anche per ridurre i prelievi dalla rete quando l'elettricità è più cara e quindi per ridurre le loro bollette. I sistemi BESS sono ormai consolidati, in forte crescita e miglioramento, sia di costi sia tecnologici. Secondo un'analisi di McKinsey, nel 2022 sono stati investiti in sistemi di accumulo¹⁵ tramite batterie (BESS) più di 5 miliardi di dollari: quasi tre volte in più rispetto all'anno precedente. Si prevede che il mercato globale BESS raggiunga i 120 - 150 miliardi di dollari entro il 2030. Ulteriori innovazioni, come le batterie al sodio, potrebbero ampliare queste già rosee prospettive.
2. I sistemi di accumulo di energia di lunga durata (LDES, Long duration energy storage) che svolgono funzioni di accumulo anche stagionali per l'impiego di rinnovabili (solare ed eolico) e che conferiscono alla rete maggiore affidabilità e flessibilità. Sistemi LDES già disponibili, utilizzati e aumentabili a costi limitati, sono quelli di pompaggio idraulico che sfruttano l'energia elettrica in eccesso per pompare acqua in serbatoi posti a quote superiori che, quando serve, rilasciano l'acqua stoccata attraverso turbine idrauliche che generano di nuovo energia elettrica. Già abbastanza diffusi, in diversi paesi, sono anche i sistemi di accumulo LDES che trasformano l'energia elettrica rinnovabile in calore e lo conservano in serbatoi isolati termicamente e, quando serve, o lo utilizzano direttamente o con pompe di calore per il riscaldamento, o lo convertono nuovamente in energia elettrica con macchine termiche come le turbine a vapore. Un approccio

¹⁴ <https://process.honeywell.com/us/en/industries/renewable-and-energy-storage-solutions/bess>

¹⁵ <https://www.infobuildenergia.it/energy-storage-italia-accumuli/>

meno comune, ma promettente è l'accumulo dell'aria compressa. In questo sistema, l'energia elettrica viene utilizzata per comprimere l'aria in serbatoi. Quando serve energia, l'aria compressa viene rilasciata attraverso una turbina per generare elettricità. Infine, l'accumulo LDES potrebbe essere realizzato anche producendo, con elettrolisi dell'acqua realizzata con l'eccesso di elettricità da fonte rinnovabile, idrogeno verde che può essere stoccato per essere utilizzato come combustibile o per generare di nuovo elettricità con le celle a combustibile (Fuel cell) senza emissioni di CO₂. L'idrogeno verde può essere impiegato anche per produrre metano sintetico con l'utilizzo di CO₂ catturata o proveniente da biomassa o biogas, più facilmente stoccabile, trasportabile e impiegabile con una centrale a gas. La produzione di idrogeno verde sta crescendo lentamente per via dei costi ancora elevati che, con la crescita delle rinnovabili e i miglioramenti tecnologici, dovrebbero calare. Entro il 2040 i sistemi di accumulo LDES, a livello mondiale, dovrebbero crescere da 1,5 a 2,5 Terawatt di capacità – ovvero da 8 a 15 volte la capacità totale di stoccaggio energetico oggi disponibile (fonte: McKinsey, 2022). La Commissione europea ha approvato il 31 dicembre 2023 investimenti di Stato italiano da 17,7 miliardi di euro per sostenere la costruzione di impianti di stoccaggio di energia elettrica con una capacità complessiva di oltre 9 GW/71 GWh.

3. Ancora una volta il mercato si è mosso, introducendo una nuova versione dei Ppa, che potrebbe rivelarsi rivoluzionaria: i Ppa 24/7, i quali garantiscono che l'energia consumata dall'acquirente sia interamente generata da fonti rinnovabili in ogni ora della giornata, 24 ore su 24, 7 giorni su 7. Questi requisiti implicano l'utilizzo di una combinazione di fonti rinnovabili complementari (per esempio, fotovoltaico durante il giorno, eolico o idroelettrico di notte), di sistemi di accumulo, nonché il ricorso al demand response, per compensare eventuali discrepanze tra produzione e consumo.

Applicazioni energivore 24H, come i data center, il cui consumo di energia è stimato tra 500 e 600 TWh nel 2023, ma dovrebbe superare i 2.000 TWh nel 2030, sono interessate a questa soluzione, vista come alternativa agli Small Modular Reactor, (SMR) senza i relativi problemi di sicurezza e di opposizione sociale.

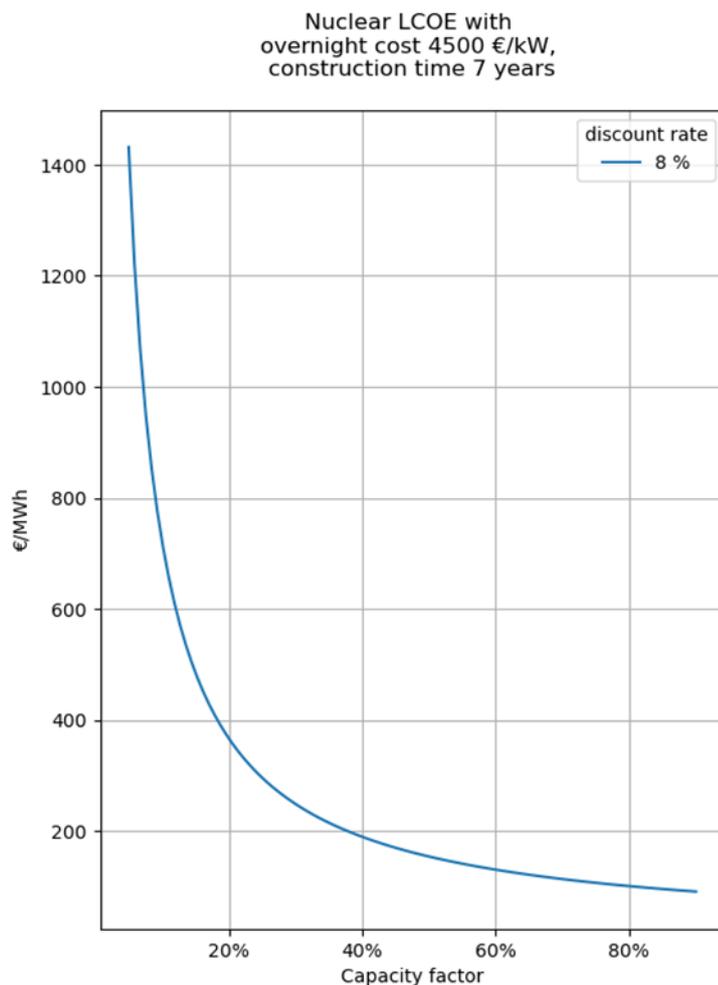
Ad esempio, già nel 2020 Microsoft ha stipulato un contratto pilota con Vattenfall per un Ppa 24/7 destinato a coprire il consumo energetico dell'azienda in Svezia, mentre nel 2024 Google ha stipulato un Ppa 24/7, finora il suo più grande Ppa, con 478 MW di nuova potenza eolica offshore in Olanda, che consentirà di coprire il 90% del consumo orario delle sue attività nel paese.

Un rapporto congiunto del Long Duration Energy Storage Council e di McKinsey, edito nel 2022, ha stimato il costo di un Ppa 24/7, basato su un impianto ibrido eolico/fotovoltaico e con accumuli agli ioni di litio, superiore a 200 \$/MWh nella maggior parte delle regioni, contro 51,1 €/MWh di un Ppa tradizionale a novembre 2024 (il cambio euro/dollaro è oggi circa alla pari).

Questo costo è però destinato a diminuire col “learning by doing” e va confrontato con i 170 \$/MWh stimati per un SMR abbinato a un data center, che non tengono conto degli oneri relativi a smantellamento, bonifica dei siti nucleari contaminati e gestione dei rifiuti radioattivi.

Lo scenario ipotizzato da coloro che propongono un ritorno al nucleare in Italia prevede un 10 massimo 20% di elettricità fornita dal nucleare e il resto, quindi l'80/90%, generato dalle rinnovabili. Ma con l'80/90% di rinnovabili la quasi totalità degli investimenti nelle reti e nei sistemi di accumulo dovrà comunque essere stata effettuata. Il contributo di riduzione dei costi degli accumuli portato da un 10/20% di elettricità fornita dalle centrali nucleari, sarebbe, a quel punto, al massimo entro tali percentuali. Data la notevolissima differenza nei costi di generazione, l'elettricità fornita dalle centrali nucleari continuerebbe a costare molto di più di quella delle fonti rinnovabili. Senza trascurare un dato: utilizzare il nucleare per compensare la discontinuità delle rinnovabili vorrebbe dire usarlo non per una fornitura costante di base, ma in modo flessibile, per produrre più elettricità quando ne serve di più e/o quando le rinnovabili ne producono di meno (per esempio in inverno quando il solare produce di meno). Fermare o avviare in sicurezza reattori nucleari non è semplice e richiede tempi non brevi. Ammesso che un utilizzo più flessibile delle centrali nucleari possa essere reso possibile con i nuovi reattori, avrebbe comunque una conseguenza: un minore rendimento annuo di queste centrali e quindi un aumento dei loro costi di generazione dell'energia elettrica. Solare ed eolico in un mercato elettrico competitivo possono determinare per una frazione consistente delle ore annue dei prezzi inferiori al costo marginale del nucleare, che per quanto basso rispetto alle fossili, non è nullo. La domanda è se il nucleare potrebbe

essere competitivo rispetto agli accumuli più costosi. Ma in un sistema ben ottimizzato le tecnologie di accumulo più costose, quelle di lungo periodo, sono utilizzate con fattori di capacità bassissimi. Con bassi fattori di capacità i costi del nucleare sarebbero improponibili. Per esempio, una combinazione ottimale di solare-eolico con accumuli di breve e medio periodo richiederebbe agli impianti di accumulo di lungo periodo di operare con un fattore di capacità del 7%. Con questo fattore di capacità il nucleare costerebbe circa 1.000 €/MWh, molto di più di altre soluzioni per questa nicchia di mercato, che sul totale della generazione elettrica annua è di pochi punti percentuali. La spirale di bassi prezzi che abbassano il fattore di capacità è esiziale per una tecnologia con costi fissi così rilevanti come il nucleare. A titolo esemplificativo la figura seguente riporta il costo di generazione attualizzato al variare del fattore di capacità di un impianto nucleare che è riuscito ad abbassare il costo capitale overnight a 4.500 euro a kW (come ottimisticamente previsto dall'AIE per il 2050 in Europa), costruito in 7 anni e finanziato a un tasso dell'8%. Bassi fattori di capacità inducono una crescita esponenziale dei costi di questa tecnologia.



L'alternativa all'uso flessibile delle centrali nucleari sarebbe quella di continuare ad usarle come si è fatto finora, per fornire un'elettricità di base: ciò, in presenza di una potenza con una percentuale molto elevata del fabbisogno fornita dalle rinnovabili, comporterebbe, in certi periodi, per non avere un eccesso di elettricità immessa in rete, di ridurre la produzione di quella che potrebbero fornire le rinnovabili esistenti, con spreco e sacrificio del rendimento, anche economico, delle fonti più convenienti e più pulite. Questa scelta comporterebbe un extra-costo per il sistema elettrico. Anche ipotizzando che il nucleare al 2050 riesca a diminuire i suoi costi come da previsioni AIE, i suoi servizi energetici forniti come potenza di base, elettricità e idrogeno, costerebbero 65 €/MWh in più rispetto ad un mix ottimizzato di rinnovabili e accumuli

in Italia¹⁶. Se questo extra-costo fosse applicato a tutta la domanda elettrica di base futura (400 TWh/anno) e di idrogeno (3 mln ton/anno, ovvero 100 TWh/anno), l'extra-costo sarebbe pari a 32,5 miliardi di euro per anno. Su un periodo di 60 anni, la vita utile attesa dei reattori nucleari, questo extracosto ammonterebbe a quasi duemila miliardi di euro. A questo extra-costo andrebbero aggiunti i costi del decommissioning e della gestione delle scorie, nonché i rischi d'incidente, che, come menzionato per la Francia, potrebbe causare danni fino a mille miliardi di euro.

L'illusione dei piccoli reattori

Fra i sostenitori del ritorno al nucleare in Italia è frequente l'affermazione di una maggiore convenienza economica, basata su presunti minori costi rispetto ai reattori nucleari tradizionali, dei nuovi Small Modular Reactor: un'affermazione ingannevole, priva di fondamento.

Gli SMR sono, in realtà, più costosi: a questa conclusione arriva la rassegna internazionale sui progetti in corso per gli Small Modular Reactor (SMR), pubblicata da The World Nuclear Industry - Status Report 2024 (Mykle Schneider Consulting Project Paris, September 2024)

“Sebbene diversi paesi stiano promuovendo i piccoli reattori modulari come il futuro dell'energia nucleare, l'esperienza finora maturata non suggerisce che risolveranno i problemi che l'industria si trova ad affrontare. Gli SMR perdono in termini di economie di scala e quindi l'energia generata sarà più costosa. Le poche stime dei costi esistenti, necessariamente speculative, mostrano tutte che gli SMR saranno più costosi per unità di capacità installata rispetto ai grandi reattori. Durante una conference call che annunciava la conclusione del progetto UAMPS (un progetto di SMR ndr) nel novembre 2023, l'amministratore delegato di NuScale ha spiegato la decisione dicendo: "Una volta che sei su un cavallo morto, scendi rapidamente. Ecco dove siamo qui". La metafora dello scendere da un cavallo morto potrebbe essere adatta ad altri sforzi per promuovere gli SMR.”

“L'interruzione del progetto NuScale SMR, che avrebbe dovuto implementare il primo VOYGR SMR in Idaho (Stati Uniti), è degna di nota nel 2023. Dopo non essere riusciti a raggiungere i livelli di abbonamento target per la futura produzione di energia e aver citato l'aumento dei costi, l'operatore Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS) e NuScale hanno concordato di interrompere il progetto, la cui entrata in funzione era prevista per il 2029. Il piano del progetto includeva sei moduli da 77 MW. Inizialmente, i costi erano stimati a 58 dollari per MWh nel 2020, tuttavia entro il 2023 queste proiezioni erano aumentate a 119 dollari per MWh a causa dell'aumento dei costi di materiali e attrezzature. Nel dicembre 2023, gli investitori hanno intentato una causa contro NuScale, accusando la società di aver attivamente nascosto ai propri investitori informazioni sui problemi finanziari del progetto ora annullato. L'esito e l'influenza sulla redditività finanziaria di NuScale rimangono poco chiari al momento della stesura di questo rapporto. Questo evento ha evidenziato le difficoltà e le vulnerabilità dei progetti pilota SMR, sollevando preoccupazioni circa la loro sostenibilità futura” (Electricity 2024 - Analysis and forecast to 2026- IEA).

Conseguenza di questi dati di fatto, manca e continuerà a mancare la prova del budino: non è stato e non sarà realizzato un SMR PWR di 300 MW, in modo da confrontare i suoi costi con un PWR di grande taglia. Il più recente aggiornamento sulle stime di costo degli SMR, ancora sulla carta, vede questi progetti con costi d'impianto sopra i 10.000 \$/kW¹⁷ (si veda figura seguente). Secondo uno studio recente per la Danimarca¹⁸, il nucleare può essere competitivo con le rinnovabili se il costo d'impianto scende a 1550 €/kW. Uno studio per l'Italia¹⁹ individua come valore di soglia per la competitività del nucleare un costo d'impianto di 2200 €/kW. Pertanto, gli SMR sono lontanissimi dal poter essere considerati come competitivi con le rinnovabili.

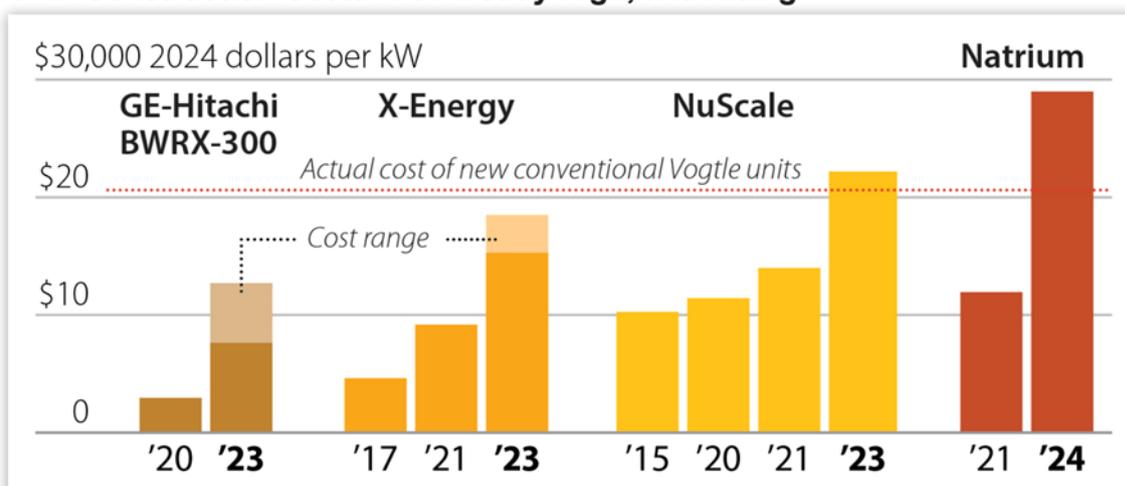
¹⁶ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955224000352>

¹⁷ <https://ieefa.org/resources/nuclear-hype-ignores-high-cost-long-timelines>

¹⁸ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924010882>

¹⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955224000352>

SMR Construction Costs Are Already High, and Rising



Source: IEEFA calculations based on public data

Sui modelli crypto-nuclearisti di pessimizzazione delle rinnovabili

Coloro che tendono a giustificare una quota di nucleare per i benefici di sistema che una fonte programmabile offrirebbe argomentano sulle seguenti fragili basi. L'assunto di questa strategia argomentativa è che le rinnovabili a basso costo e scalabili come il solare e l'eolico richiedano quantitativi antieconomici di accumuli. È la retorica del "cosa si fa la notte quando non c'è il sole" e sue varianti. Domande legittime da parte dell'opinione pubblica, ma francamente imbarazzanti quando espresse da chi si presenta come esperto e dimostra così di ignorare biblioteche intere di studi al riguardo, come se il problema della notte per il solare non fosse mai venuto in mente a nessuno prima. Esiste già un grande insieme di strategie e tecnologie per la gestione della variabilità di solare ed eolico alle diverse scale temporali, da quella sub-oraria a quella multi-anno. Il problema può essere artatamente mostrato come di difficile risoluzione se si ignorano queste tecnologie e strategie e se si costruiscono modelli semplicistici. Esempi di questi modelli fuorvianti abbondano, e provengono, strana coincidenza, da promotori del nucleare. Chi conosce questa modellistica impiega pochi minuti ad individuare le scelte che deragliano i risultati.

Alcuni esempi seguono.

Se in un modello si limita fortemente l'eolico, che in Italia è compensativo rispetto al solare nel ciclo estate-inverno, è chiaro che si aumenta il costo dell'accumulo stagionale.

Se si utilizza un insieme limitato di tecnologie di accumulo, si inducono dimensionamenti antieconomici, come l'utilizzo delle batterie con tassi di rotazione bassi oppure dell'idrogeno con tassi di rotazione alti. L'utilizzo di una tecnologia d'accumulo fuori dal suo ambito di convenienza può essere paragonata al dimensionamento di una ferrovia ad alta velocità per percorrenze urbane o a quello di autobus per dorsali di grande traffico.

I modelli fuorvianti possono essere facilmente riconosciuti dalle negazioni o, più sovente, velate omissioni, dei seguenti tre fatti.

1. L'Italia ha un potenziale eolico abbondante rispetto al fabbisogno. Un potenziale che sebbene non enorme come quello inglese, è anche maggiore di quello tedesco in termini pro-capite. Inoltre, la combinazione ottima eolico-solare in Italia è molto più stabile nelle variazioni annue rispetto a quella di altri paesi europei, e ciò riduce le esigenze di accumulo di lungo periodo.
2. L'Italia non ha bisogno di aspettare nuove tecnologie d'accumulo, che comunque arriveranno, perché, grazie alla sua orografia, già il potenziale dell'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso fuori dai bacini fluviali e senza consumo d'acqua è più che sufficiente per fornire la componente maggioritaria dell'accumulo di breve-medio periodo.
3. L'infrastruttura di stoccaggio di lungo periodo esiste già. È quella attualmente utilizzata dal gas fossile da convertire ai gas verdi. La capacità di stoccaggio esistente nei depositi geologici italiani è sovrabbondante (200 TWh_{th}), e questa componente di un sistema basato su rinnovabili è

l'ultimo pezzo del puzzle, necessario per il passaggio dal 95 al 100% di rinnovabili. Chi dimensiona tale componente per quote elevate, che effettivamente alzerebbero significativamente i costi di sistema, sbaglia i calcoli o fa ipotesi ad hoc, come costruire ex-novo costosissimi e inutili serbatoi di superficie per l'idrogeno.

Chi si dedica all'ottimizzazione, invece che alla pessimizzazione, dei sistemi basati su rinnovabili invariabilmente trova che il costo di generazione di solare ed eolico è almeno pari ad un terzo del nuovo nucleare pur considerato con ipotesi ottimistiche. È sì vero che il bassissimo costo di generazione delle rinnovabili deve essere integrato con il costo degli accumuli. Ma accumuli ottimizzati portano ad un costo di sistema, generazione più stoccaggio, comunque significativamente inferiore all'ottimistico costo del nuovo nucleare. Per giustificare la comparsa nella combinazione ottimale di una quota di nucleare occorre introdurre *ipotesi di sabotaggio* delle rinnovabili. Come, ad esempio, il no-eolico e il no-solare-a-terra. Con questi vincoli irragionevoli si realizzerebbe una Pirrica vittoria dei promotori del ritorno del nucleare, che potranno così mostrare la "convenienza" di una quota della loro tecnologia preferita.



La coalizione 100% Rinnovabili Network è formata da esponenti di decine di Università e Centri di ricerca, di esponenti del mondo delle imprese, del sindacato e del terzo settore e dalla Fondazione per lo sviluppo sostenibile, Greenpeace Italia, Kyoto Club, Legambiente e WWF.