

I COSTI DEL NUCLEARE

Rapporto del 100% Rinnovabili Network

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 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'Agenzia 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

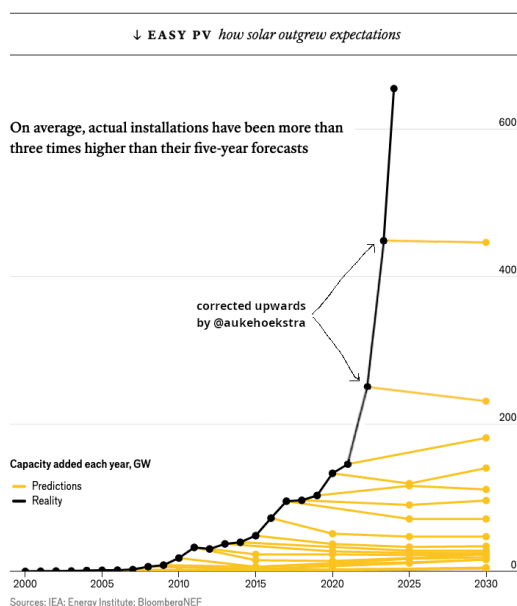
Agenzia Internazionale per l'Energia

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.

¹ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6a25abba-1973-4580-b6e3-ba014a81b458/WorldEnergyOutlook2024.pdf> pag. 333

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 (nel seguito *capacity factor*) 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.



Le differenze dei costi di generazione date dall'Agencia 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 capacity factor 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 capacity factor 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 capacity factor 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 capacity factor 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 capacity factor del 20% e con costi per il combustibile, per la gestione e la manutenzione e per la CO₂ di 130 \$/MW/h.

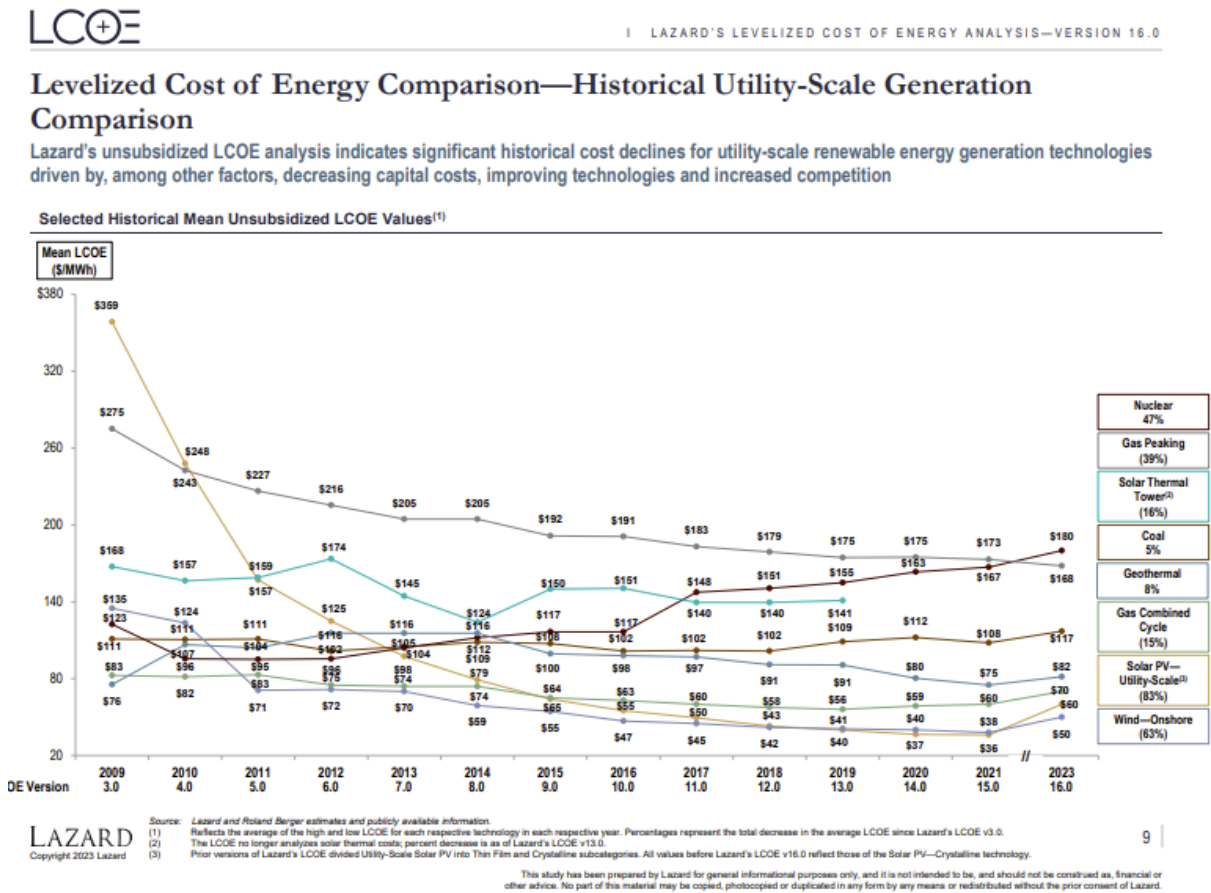
Costi della tecnologia in Europa nello Scenario degli Impegni Annunciati

UNIONE EUROPEA	COSTI in Conto Capitale			CAPACITY FACTOR			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 FOTVOLTAICO	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

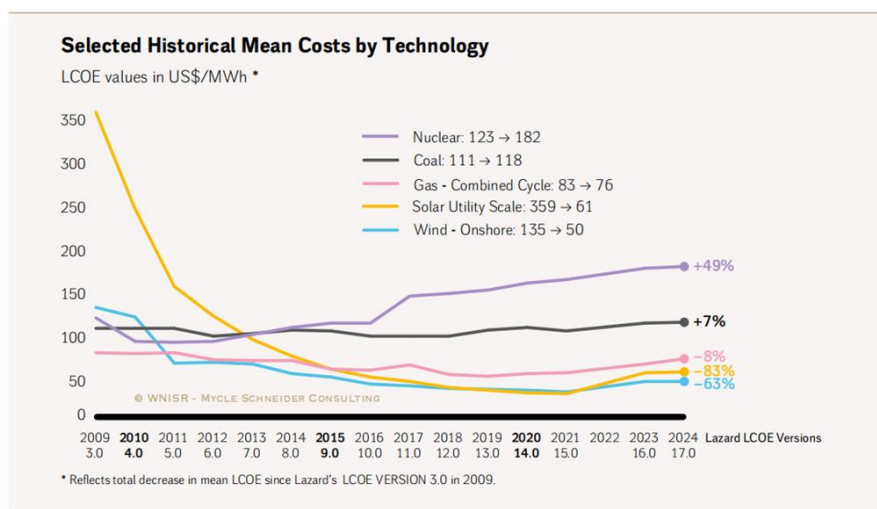
Agenzia Internazionale per l'Energia

Di un certo interesse è anche un recente studio pubblicato da Lazard², 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.



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 di Flamanville 3 supera i 19 miliardi di euro se li si include, come ha valutato la Cour des Comptes nel 2020). 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.

² <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>



Source: Lazard Estimates, 2024

Notes: LCOE: Levelized Cost of Energy

Fonte: Lazard, “Levelized Cost of Energy”, June 2024, https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

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”)
- **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 (a valori 2012), **tranne che per il nucleare**, tenuto riservato dal governo UK in quanto “informazione confidenziale” nella negoziazione bilaterale coi proponenti.

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 euro³. In Italia, lo smantellamento del passato nucleare, deposito nazionale e gestione scorie, che dovrebbe essere realizzato entro il 2036, costerà 8 miliardi di euro. Anche stimando cautelativamente di addebitare solo la metà di questa cifra alla passata produzione elettro-nucleare, ovvero 4 miliardi di euro, ciò corrisponde a 43 €/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).

³ fonte: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2019:0436:FIN:EN:PDF>

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. 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.

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 dollari⁴. Danni comunque contenuti rispetto al disastro maggiore sfiorato, che avrebbe comportato l'evacuazione di Tokyo⁵.

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 euro⁶. Le aree contaminate sarebbero pari a 18.800 kmq, inclusa una zona di esclusione di 1.300 kmq.

⁴ <https://www.scientificamerican.com/article/clearing-the-radioactive-rubble-heap-that-was-fukushima-daiichi-7-years-on/>

⁵ https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK373721/box/box_2-3/?report=objectonly

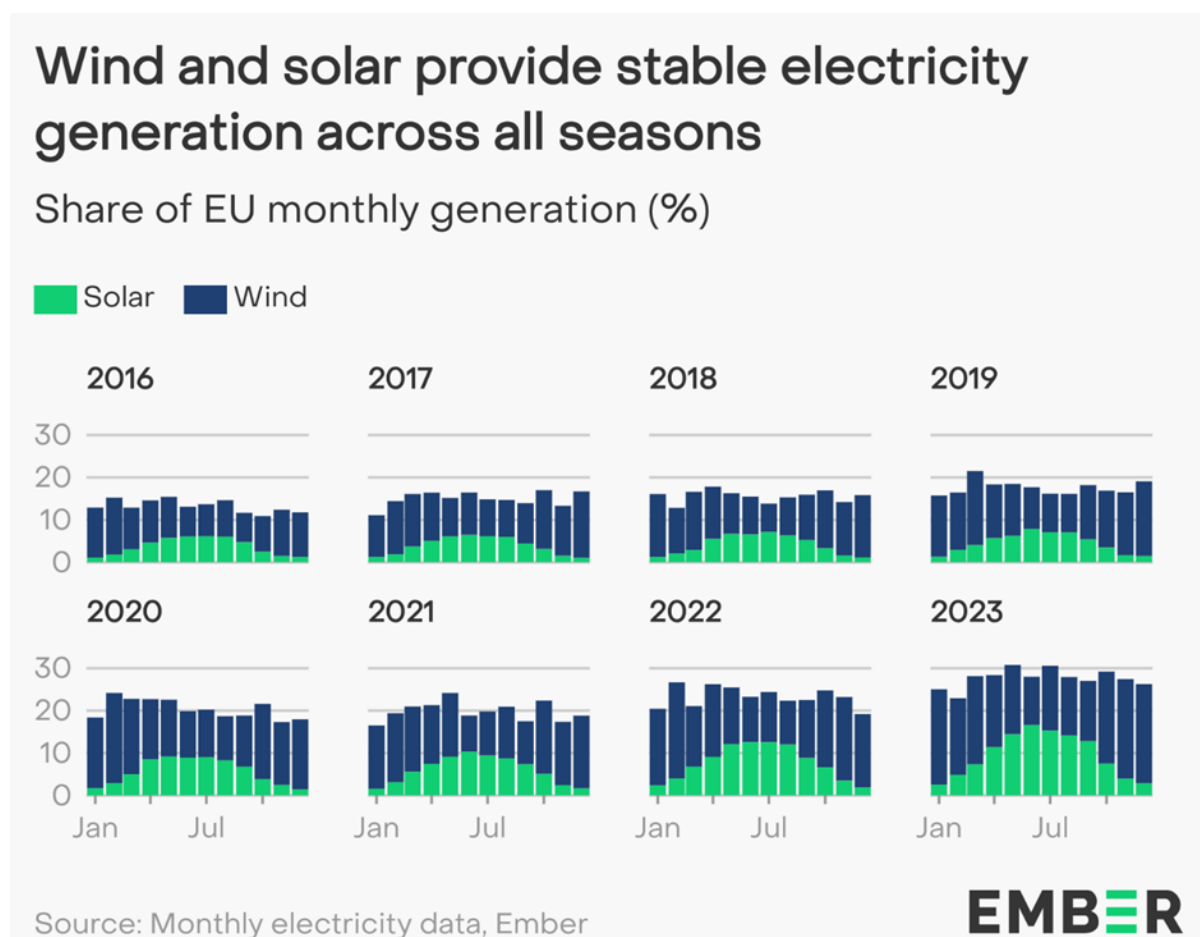
⁶ https://www.irsn.fr/sites/default/files/documents/expertise/rapports_expertise/IRSN-PRP-CRI-SESUC-2013-00261_methodologie-cout-accident.pdf

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.



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 batteria⁷ (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 accumulo⁸ 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 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.

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

⁷ <https://process.honeywell.com/us/en/industries/renewable-and-energy-storage-solutions/bess>

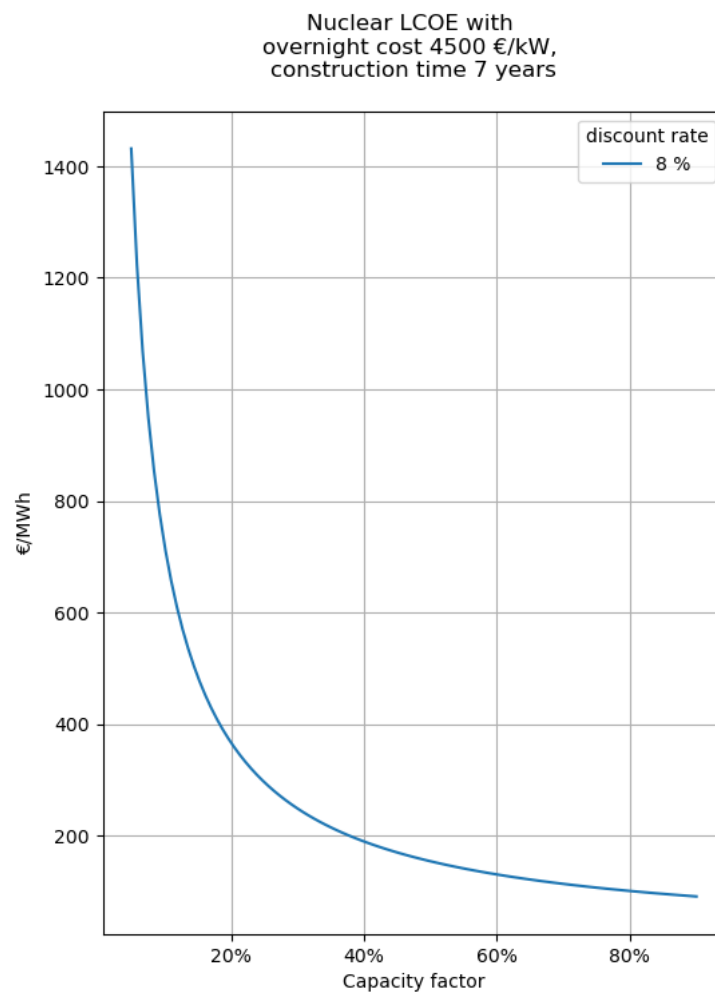
⁸ <https://www.infobuildenergia.it/energy-storage-italia-accumuli/>

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 Italia**⁹. Se questo extra-costo fosse applicato a tutta la domanda elettrica di base futura

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955224000352>

(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 extra-costo 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 (Mycle 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).

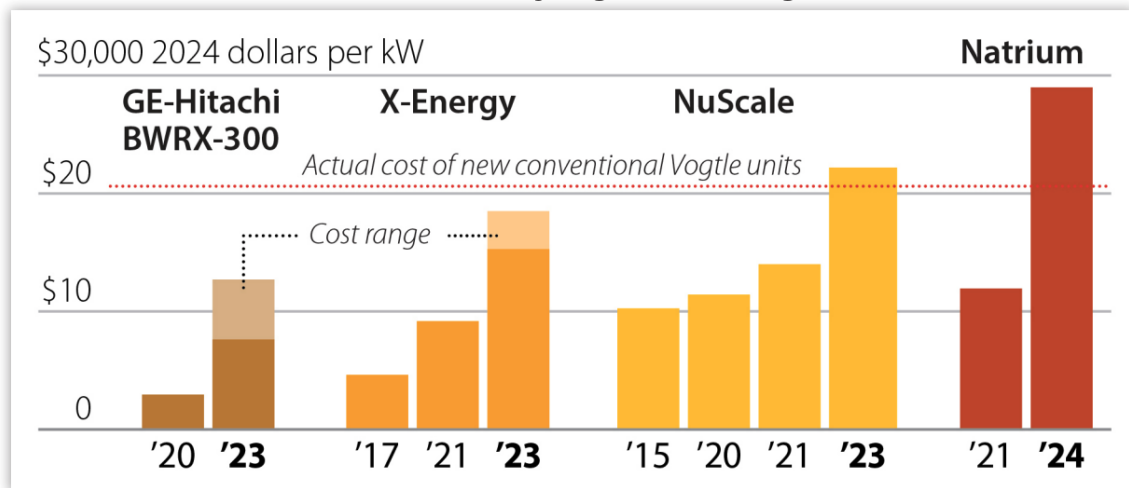
Conseguenza di questi dati di fatto, manca e continuerà a mancare la prova del budino: non è stato e non sarà realizzato un SMR PWR di 300 MW, in modo da confrontare i suoi costi con un PWR di grande taglia. Il più recente aggiornamento sulle stime di costo degli SMR, ancora sulla carta, vede questi progetti con costi d'impianto sopra i 10.000 \$/kW¹⁰ (si veda figura seguente). Secondo uno studio recente per la Danimarca¹¹, il nucleare può essere competitivo con le rinnovabili se il costo d'impianto scende a 1550 €/kW. Uno studio per l'Italia¹² 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.

¹⁰ <https://ieefa.org/resources/nuclear-hype-ignores-high-cost-long-timelines>

¹¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924010882>

¹² <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955224000352>

SMR Construction Costs Are Already High, and Rising



Source: IEEFA calculations based on public data