

Sizewell C: ennesima evidenza che smonta i miti nucleari

Luigi Moccia¹

Carminè Trecroci²

1 — Introduzione

Secondo alcuni, tra cui i sottoscritti, per la decarbonizzazione il cosiddetto “nuovo nucleare” è inutile, se non controproducente, a causa dei suoi lunghissimi tempi di messa in esercizio e degli elevatissimi costi.

Secondo altri, i tempi e i costi dei cantieri nucleari nei paesi occidentali nell’ultimo quarto di secolo non sarebbero rappresentativi delle potenzialità di questa tecnologia, in quanto teste di serie di nuovi progetti, come l’EPR francese o l’AP1000 statunitense. Costoro argomentano che il “nuovo nucleare”, che resta comunque quello della cosiddetta terza generazione plus (III+), potrebbe diventare competitivo qualora si passasse dalle teste di serie alle repliche, con un quadro regolatorio assestato e una continuità delle catene di fornitura.

Il caso della centrale di Sizewell C nel Regno Unito, di cui lo scorso anno è stato finalizzato lo schema di investimento, smentisce questo ultimo argomento e molti altri ancora, come la presunta convenienza di questa fonte per il sistema elettrico.

Pur con alcuni limiti che saranno discussi di seguito, va dato atto all’architettura istituzionale del Regno Unito di fornire, attraverso le agenzie indipendenti, un minimo di documentazione e di analisi delle decisioni governative sui progetti nucleari civili. In particolare, il presente articolo si avvale delle evidenze contenute nel rapporto del *National Audit Office* (NAO), pubblicato a maggio 2026³.

Nel seguito dell’articolo presentiamo una sintesi per punti di queste evidenze e mostriamo come smentiscano cinque miti che ancora aleggiavano nel dibattito sul nucleare, in particolare in Italia.

2 — Il pregresso dello schema d’investimento di Sizewell C: 2008-2025

La nuova centrale di Sizewell, nella contea di Suffolk, fa parte di un pacchetto di otto progetti nucleari avviati dal governo britannico nel 2008. L’intento era realizzare otto centrali attraverso una ripartizione del rischio d’impresa tra investitori privati, che avrebbero dovuto costruirle e gestirle, e lo Stato, che avrebbe assicurato ai primi un prezzo d’acquisto predefinito per l’elettricità prodotta, oltre a fornire il quadro regolatorio e l’intervento di ultima istanza per i rischi a bassa probabilità, nonché per la gestione dello smantellamento delle centrali e dei rifiuti.

Negli anni seguenti, solo un progetto, quello sul sito di Hinkley Point, è stato avviato: nel 2016, la società *Électricité de France* (EDF) si è impegnata per la realizzazione, in base a una remunerazione di 92,5 sterline al megawattora (al valore del 2012 per 35 anni dall’inizio dell’operatività e indicizzato all’inflazione), con la clausola che questo prezzo garantito sarebbe

¹ Consiglio Nazionale delle Ricerche, Istituto di Calcolo e reti di Alte Prestazioni, via P. Bucci 8, Rende (CS).

² Università degli Studi di Brescia, Dipartimento di Economia e Management. Via San Faustino 74/b, Brescia

³ <https://www.nao.org.uk/reports/sizewell-c/>

diminuito di tre sterline qualora EDF avesse partecipato all'investimento anche in un altro progetto, quello di Sizewell. Le risultanti 89,5 £_2012, rivalutate al 2025, corrispondono a 129,9 £, pari a 151,5 €⁴ (qui e nel seguito dell'articolo, quando non diversamente indicato, le unità monetarie sono quelle del 2025).

Dopo l'avvio del cantiere, il progetto di Hinkley Point C (HPC) ha registrato notevoli sforamenti di tempi e di budget. Secondo la Corte dei Conti francese, che monitora EDF in quanto società prima partecipata dallo Stato e ora nazionalizzata, la convenienza del progetto HPC è inferiore alle aspettative⁵. Ovvero, il pur generoso contratto che assicura la vendita del megawattora a 129,9 £, ben superiore al prezzo medio di mercato attualmente registrato in quel paese, pari a 85 £ (Montel, 2026)⁶, non sarebbe sufficiente a garantire una redditività adeguata al rischio.

Nel 2022, il governo britannico ha preso atto che il tentativo di avviare progetti nucleari con il suddetto approccio è fallimentare, poiché gli investitori privati non sono comunque disposti ad accettarne i rischi, a differenza di quanto avvenuto con le fonti rinnovabili, che sono invece in crescita esponenziale. A quella data rimaneva in discussione con EDF soltanto il progetto di Sizewell, mentre tutti gli altri sei risultavano cancellati. Ritenendo comunque strategico il nucleare, si è cercato un nuovo approccio con un ruolo pubblico più ampio, e questa negoziazione con gli investitori privati ha portato, nel luglio 2025, a uno schema d'investimento descritto nella sezione 4.

3 — Primo mito nucleare: l'avvio dei progetti da parte dei privati sarebbe semplice e veloce

Per essere benevoli, conteggiamo l'inizio del progetto di Sizewell C non dal 2008, ma dalla licenza per realizzare la nuova centrale, concessa nel febbraio 2020. Così facendo, il periodo preparatorio alla decisione di investimento è stato di 5 anni. Questo periodo ha comportato un impegno di 5 miliardi di sterline (5,8 mld €) per vari oneri e lavori preliminari. Si badi bene: questi tempi e costi preliminari si riferiscono a un sito che già ospita una centrale nucleare con un reattore attivo, Sizewell B, e due reattori chiusi nel 2006, Sizewell A1 e A2.

Sintetizzando, il solo avvio del progetto ha richiesto almeno 5 anni e 5,8 miliardi di euro nel Regno Unito, che gode di quattro fattori facilitanti, assenti in Italia:

- Una lunga continuità operativa del programma nazionale di nucleare civile, con il primo reattore operativo nel 1956, il che comporta, oltre all'esperienza tecnica, un consolidato quadro regolatorio e istituzionale, con un'autorità indipendente per la sicurezza.
- Consenso trasversale sul nucleare, sia nell'opinione pubblica sia tra i principali partiti di governo e di opposizione.
- Siti già certificati per installazioni nucleari, con il relativo consenso locale alla prosecuzione dell'attività.
- Un sito centralizzato per lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti ad elevata attività: Sellafield.

Già queste prime evidenze confutano il mito, diffuso in Italia, secondo cui i progetti nucleari sarebbero avviabili in tempi brevi se solo la nostra burocrazia fosse efficiente quanto quella anglosassone. Questo mito ignora la complessità intrinseca e i costi elevati della tecnologia

⁴ Qui e di seguito si è utilizzato il cambio medio annuo del 2025, con una sterlina britannica pari a 1,167 euro.

⁵ Si veda a pag. 56 del rapporto: https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-09/20250924-Modele-economique-EDF_1.pdf

⁶ Montel. (2026). 2025 GB Electricity Market Summary. <https://dmscdn.vuelio.co.uk/publicitem/21629084-3878-47f5-8970-390b9d1bc756>

nucleare, che tengono alla larga gli investitori quando si passa dai proclami dei comunicati stampa, di cui c'è sempre abbondanza, agli impegni di spesa, sempre rari anche nei contesti più favorevoli.

4 — Lo schema d'investimento di Sizewell C

Abbandonata la separazione più o meno netta tra gestione privata e regolazione, il governo britannico decide di istituire una società a capitale sociale misto tramite un'agenzia ministeriale, il *Department for Energy Security & Net Zero* (DESNZ).

In questa società, che ha lo scopo di realizzare e gestire Sizewell C, la quota del DESNZ è del 44,9%, quella di EDF (ribadiamo: società controllata dallo Stato francese) del 12,5%, mentre il rimanente è coperto da alcuni investitori privati. Questo schema d'investimento è stato concordato grazie alla concessione delle seguenti, ulteriori, garanzie pubbliche:

- 1) L'investimento è stato classificato di pubblica utilità, con contributo obbligatorio degli utenti nella fase di costruzione (*Regulated Asset Base*, RAB). Lo schema RAB prevede che, anche durante il periodo di costruzione, gli utenti del servizio elettrico contribuiranno, tramite le bollette, alla raccolta dei fondi necessari. Questo flusso, derivante dalle bollette, corrisponderà al 37% dei fondi durante la costruzione, come si vede in Fig. 1.
- 2) L'accesso al finanziamento avverrà per l'88% con garanzie sovrane del Regno Unito. La rimanente quota di finanziamento sarà su base commerciale, ma per il 94% con garanzie di ultima istanza dello Stato francese. Ovvero, il 99,2% del finanziamento avrà clausole di salvaguardia, direttamente o indirettamente, garantite dagli Stati.
- 3) Gli investitori privati hanno garanzie sulle soglie di rendimento definite dai tempi e dei costi di costruzione. I tassi di rendimento del capitale privato variano tra il 10,8% e il 13,0%, al netto delle imposte.
- 4) DESNZ prospetta di rinunciare alla sua quota di utile eccedente il livello base, a beneficio di un sussidio agli utenti del servizio elettrico per ridurre il prezzo del megawattora. Attenzione: questa è una possibilità che dipenderà da decisioni future di finanza pubblica.
- 5) Per convincere EDF a partecipare al capitale di rischio, DESNZ le ha conferito 1,6 mld di £, per compensarla della conseguente riduzione del prezzo di Hinkley Point C in base agli accordi precedenti (le succitate tre sterline al megawattora). Questo esborso non viene aggiunto né al bilancio di Sizewell C né a quello di Hinkley Point C e rappresenta un costo irrecuperabile (*sunk cost*), non considerato nelle valutazioni costi-benefici di entrambi i progetti. Si osserva anche che la preferenza iniziale di DESNZ per la quota sociale di EDF era del 19,9%, ma EDF ha accettato il 12,5%.

Alle suddette contribuzioni e garanzie pubbliche si aggiungono quelle consuete nei progetti nucleari, ovvero la limitazione delle responsabilità dell'operatore in caso di incidenti, la chiusura del ciclo, lo smantellamento della centrale e la gestione millenaria dei rifiuti. Anche per queste non trascurabili appendici dei progetti nucleari la responsabilità ultima ricade sullo Stato.



Figura 1: flussi di cassa in entrata per il periodo di costruzione della centrale di Sizewell C, estratto dal rapporto NAO succitato.

5 — Secondo mito: il nucleare lo finanzieranno i privati

Riassumendo, e ricordando che anche EDF è una società statale, nazionalizzata dal governo francese nel 2022, l'avvio del progetto di Sizewell C ha richiesto un estesissimo intervento pubblico sul capitale sociale, sul finanziamento, sulla raccolta fondi obbligata dalle bollette, sulla limitazione dei rischi per gli investitori privati e sugli impegni multigenerazionali per la chiusura del ciclo nucleare.

Anche su questo punto, nel dibattito italiano il divario tra narrazione e realtà è enorme. Secondo i proponenti di questa tecnologia, il “nuovo nucleare” potrebbe essere finanziato liberamente dai privati, con lo Stato che si limita a svolgere un ruolo regolatorio. Le recenti evidenze d'oltremania smentiscono questo mito, in linea con un quadro storico che, come discusso ampiamente da Koplow (2026)⁷, ha sempre visto questa tecnologia come un affare di Stato dalle conseguenze significative per le casse pubbliche.

6 — Previsioni dei tempi e costi di costruzione di Sizewell C

Ci si potrebbe chiedere se l'imponente ruolo pubblico in questo progetto riesca almeno a ridurre tempi e costi del nuovo nucleare rispetto alle esperienze di questo primo quarto di secolo nei paesi occidentali.

Apprendiamo invece che il cantiere nucleare propriamente detto, quello successivo allo scavo per le fondazioni, inizierà a marzo 2029 e l'operatività dei due reattori della centrale dovrebbe avvenire tra il 2038 e il 2043: la durata del cantiere sarà tra i 9 e i 14 anni, quindi. Si noti bene che questi tempi del cantiere nucleare vanno sommati a quelli precedenti relativi all'avvio del progetto (5 anni) e ai lavori preparatori sul sito (altri 4 anni).

L'indicatore temporale rilevante per la decarbonizzazione è il PtO (*planning-to-operation*), ossia il tempo che intercorre tra la programmazione e l'operatività. Il PtO previsto per Sizewell C è di 18-23 anni, con assunzioni benevoli che fanno partire la programmazione solo dall'assegnazione della licenza a febbraio 2020 e tralasciano la promozione iniziata nel 2008, altrimenti i decenni sarebbero tre e non due.

⁷ Koplow, D. (2026). Uncovering Hidden Nuclear Subsidies and Other Forms of State Support. In: Wimmers, A., Böse, F., Kemfert, C., von Hirschhausen, C. (eds) Nuclear Power. Studies in Energy, Resource and Environmental Economics. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-031-99894-2_12

Nella figura seguente sono riportati i PtO di tutti i reattori nucleari avviati in questo primo quarto di secolo nei paesi occidentali dotati di autorità regolatorie indipendenti: la media è pari a 21 anni.

Le previsioni sul PtO di Sizewell C sono pertanto in linea con l'esperienza precedente in contesti istituzionali simili.

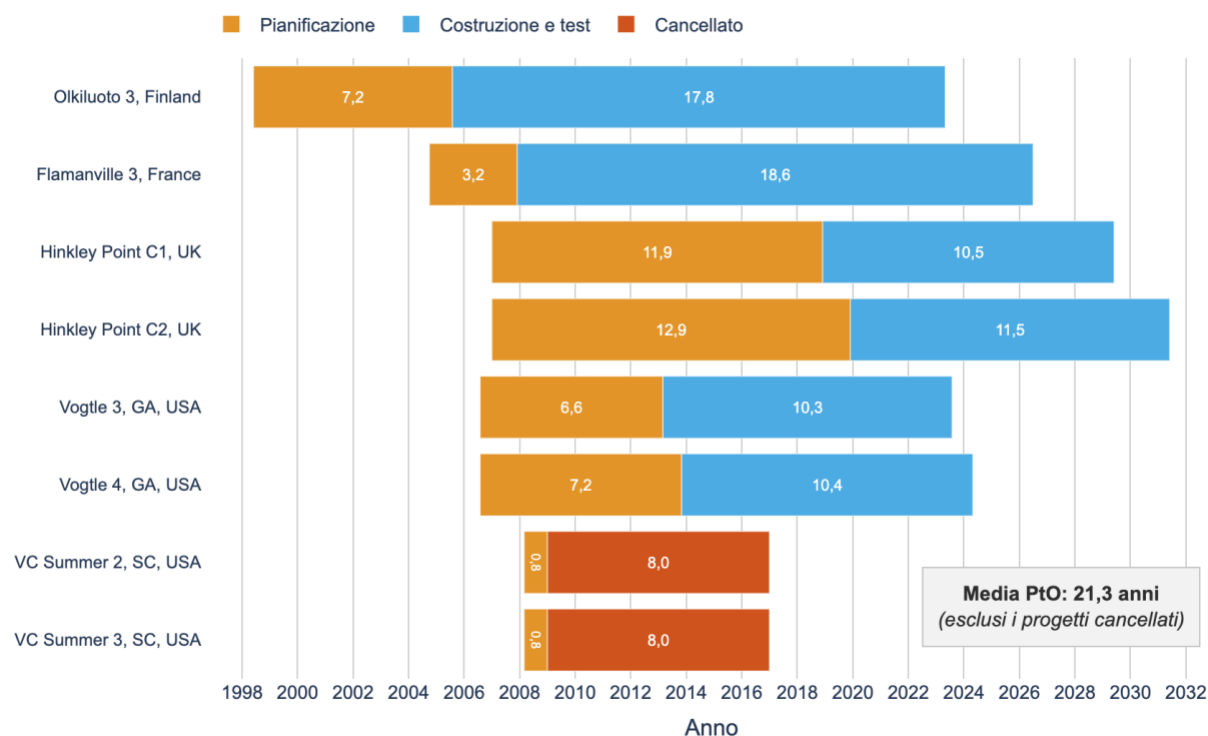


Figura 2: tempi di pianificazione, costruzione e test per la fase operativa di tutti (8) i progetti di reattori nucleari in Nord America ed Europa occidentale il cui cantiere è iniziato nel primo quarto di questo secolo; nelle barre delle fasi è indicata la durata in anni. I valori di completamento di Flamanville-3 e di Hinkley Point C1 e C2 sono stime aggiornate a giugno 2025 e passibili di slittamenti.

E i costi? Idem. Il costo capitale è previsto nell'intervallo 38,2-47,7 miliardi di sterline a valori 2024-2025. Rapportando questi costi alla potenza netta di 3,26 gigawatt e convertendo in euro, essi equivalgono a 13,7-17,1 euro per Watt. Queste sono le stime del costo capitale cosiddetto "overnight" (letteralmente, come se la centrale fosse costruibile dalla sera alla mattina), a cui vanno aggiunti gli interessi del finanziamento durante la costruzione, che, come abbiamo visto, richiede diversi anni.

L'investimento totale, dato dalla somma di capitale e interessi maturanti durante la costruzione, il noto CAPEX, è previsto nell'intervallo 23,9-29,7 €/W. Questo valore non include gli esborsi precedenti al 2025, tra i quali quello già menzionato di 1,9 mld € a favore di EDF per convincerla a entrare nel capitale sociale del progetto, né gli interventi preparatori del cantiere. La stima pubblicata, pertanto, è inferiore rispetto ad altri progetti per i quali si devono prevedere oneri aggiuntivi, tra cui quelli per la preparazione del sito, tipicamente pari al 14% del costo capitale overnight.

In ogni caso, a parte queste osservazioni, il CAPEX di Sizewell C, una volta convertito in dollari per unità di potenza, si colloca al di sopra dell'intervallo dei costi dei casi analoghi recenti nei

paesi occidentali; si veda la disamina di Bowyer e Edis (2024)⁸, che riporta un intervallo di 13,5-26,5 US\$/W (si noti che l'estremo inferiore di questo intervallo si riferisce a un preventivo, non a un consuntivo).

7 — Terzo mito: replicando i progetti si riducono tempi e costi

Come mostrato, anche sui tempi e sui costi non si registra il significativo miglioramento che alcuni osservatori auspicavano nel passaggio da una testa di serie a una replica, risparmi che sarebbero maturati grazie alla continuità del quadro normativo e della catena di fornitura.

Ricordiamo infatti che i due futuri reattori di Sizewell saranno il settimo e l'ottavo EPR a entrare in funzione nel mondo, dopo due in Cina (Taishan-1 e 2), uno in Finlandia (Olkiluoto-3), uno in Francia (Flamanville-3) e gli altri due nella stessa Inghilterra (Hinkley Point C1 e C2).

Sia a livello globale sia a livello nazionale in Gran Bretagna, l'esperienza su questo tipo di reattore non è nulla. Al contrario, è previsto che le maestranze e i fornitori attualmente impiegati sui cantieri di Hinkley Point si trasferiscano, in modo cadenzato, sul sito di Sizewell.

Viene così anche a cadere l'argomento che gli elevati costi e ritardi registrati sul cantiere di HPC fossero dovuti alle instabilità post-Fukushima del quadro regolatorio, eccessivamente scrupoloso ed erratico. Già nel 2024, l'ente regolatore britannico per la sicurezza nucleare (*Office for Nuclear Regulation*, ONR) aveva risposto a queste critiche. In un rapporto specifico⁹, ONR ha documentato che le proprie richieste erano in linea con quelle di altre autorità regolatorie e che erano state presentate a tempo debito per le correzioni sul cronoprogramma e sul budget.

8 — I costi del megawattora di Sizewell C

Sia per gli utenti del servizio elettrico sia per la valutazione costi-benefici ai fini della decarbonizzazione, un indicatore cruciale è il costo di generazione livellato, ossia ripartito lungo l'intero ciclo di vita di un impianto.

Questo indicatore dipende dal suddetto CAPEX, ma include anche voci di costo di esercizio (OPEX) per la gestione, la manutenzione, il materiale fissile durante la fase operativa e altri oneri per la coda finale di smantellamento centrale e di gestione dei rifiuti.

Tali costi sono da rapportare alla produzione, che per Sizewell C è stimata su una fase operativa di 60 anni e con un fattore di utilizzo medio annuo (in inglese *capacity factor*, abbreviato CF) del 90%.

Sulla base di questi parametri, qualora la centrale di Sizewell fosse stata finanziata liberamente sul mercato, tenendo conto degli elevati fattori di rischio tipici del nucleare, il costo livellato, che corrisponde al prezzo necessario per garantire redditività all'investimento, sarebbe stato pari a 286 £/MWh, ovvero 334 €/MWh, secondo le stime di *Bloomberg* riportate dal *Financial Times*¹⁰.

Lo schema d'investimento di Sizewell C, avendo goduto di ingenti risorse pubbliche, dagli utenti attraverso le bollette e dai contribuenti attraverso le tasse, dovrebbe tuttavia ridurre il

⁸ J. Bowyer and T. Edis. Nuclear in Australia would increase household power bills. Technical report, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), 2024. https://ieefa.org/sites/default/files/2024-09/Nuclear%20in%20Australia%20would%20increase%20household%20power%20bills_Sep24.pdf

⁹ <https://www.onr.org.uk/publications/regulatory-reports/other-reports/onr-s-regulatory-influence-on-the-epr-design-in-the-uk>

¹⁰ Sizewell C costs could hit £100bn including financing, modelling shows.

<https://www.ft.com/content/5f54592e-50ba-4a1e-8219-7a4eb01f74ed?syn-25a6b1a6=1>

costo livellato nell'intervallo 152-178 £/MWh (177-208 €/MWh), ovvero fino a quasi la metà rispetto a un ipotetico investimento privato, che, come appare chiaro, sarebbe stato insostenibile.

Un'ulteriore riduzione del costo ripartito potrebbe essere ottenuta mediante il sussidio alle bollette di una quota degli utili conseguiti dallo Stato.

In tal caso, il costo dovrebbe rientrare nell'intervallo 133-155 £/MWh (155-181 €/MWh), ma tale riduzione sarà soggetta a valutazioni di opportunità per la finanza pubblica.

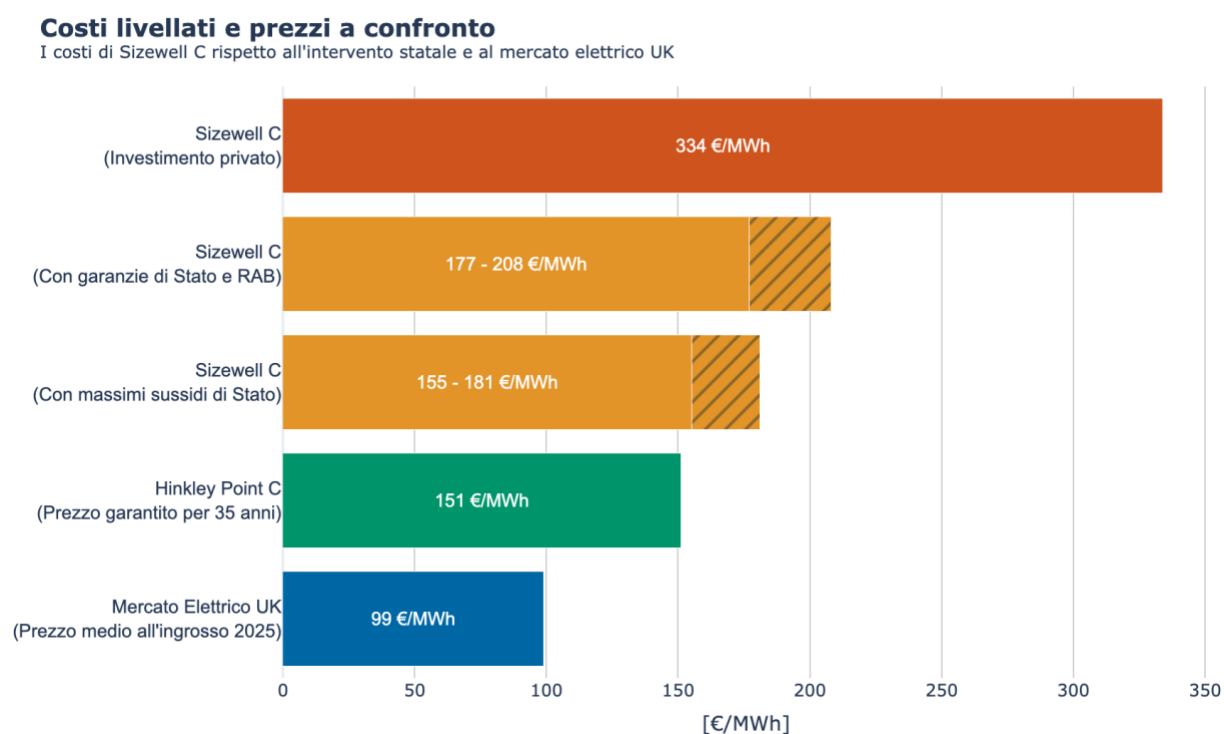


Figura 3: confronto tra le stime di costo livellato di Sizewell C, il prezzo garantito di Hinkley Point C (che sarà adeguato all'inflazione per 35 anni a partire dall'operatività e qui stimato per l'anno 2025 per omogeneità con le altre stime) e il valore medio del prezzo all'ingrosso nel Regno Unito nel 2025.

9 — Quarto mito nucleare: il megawattora è economico

Confrontiamo le suddette stime di costo livellato con quelle che alcuni proponenti del nucleare hanno ventilato in questi anni nel dibattito italiano. Secondo costoro, il nuovo nucleare sarebbe una fonte economica in grado di ripagare l'investimento a un prezzo inferiore anche a 55 €/MWh. Tuttavia, persino nell'ipotesi di massimo sussidio pubblico, che ridurrebbe il costo livellato (per il mercato, non per il Paese) di Sizewell C (ma che per ragioni di costo-opportunità avrebbe altri impatti), i proponenti dell'energia da fissione hanno sottostimato i costi di circa tre volte.

Facciamo inoltre presente che il suddetto prezzo minimo non può essere confrontato con i prezzi dei contratti per differenza attualmente assegnati nelle aste per le fonti rinnovabili. In queste aste partecipano investitori che non godono delle estesissime tutele statali elencate nella Sezione 4; se le avessero, anche per quelle fonti i prezzi potrebbero quasi dimezzarsi. Inoltre, le aste per le rinnovabili abilitano oggi impianti che saranno operativi a breve, non alla fine del prossimo decennio oppure agli inizi degli anni '40. Con la forte innovazione che sappiamo essere in corso nel fotovoltaico, nell'eolico e nelle batterie, il confronto tra il costo livellato non sussidiato del nucleare negli anni '40 potrebbe essere superiore di un fattore 5 o

6 rispetto a quello di un'opportuna combinazione delle suddette fonti rinnovabili e degli accumuli.

Le evidenze di Sizewell C confutano le promesse sulla convenienza economica dell'energia nucleare. Anche perché, come argomentato di seguito, ci sono ulteriori elementi che potrebbero aumentarne il costo sul ciclo di vita.

10—*Caveat*: i costi reali potrebbero essere più alti

Esaminando i flussi di costi e ricavi previsti per Sizewell C, emergono almeno tre ipotesi ottimistiche che potrebbero essere smentite dalla realtà.

Innanzitutto, il fattore di capacità medio annuo (CF) del 90% su 60 anni. Questa ipotesi rappresenta una sfida, non impossibile, ma comunque ambiziosa. Si osserva che il CF medio dei reattori nucleari nel mondo, calcolato sull'intera vita operativa, oscilla intorno all'80%. Se guardiamo ai quattro reattori EPR che hanno già terminato la fase di cantiere, nessuno di essi ha ancora raggiunto tale risultato. I due EPR in Cina, Taishan-1 e 2, hanno un CF medio negli anni di operatività attuali pari al 55% e al 76%, rispettivamente, con il valore più basso di Taishan-1 dovuto a un periodo relativamente lungo di guasto tra il 2021 e il 2022. L'EPR in Finlandia, Olkiluoto-3, ha un CF del 77%. Questo reattore non ha registrato anomalie di funzionamento, ma il suo CF è più basso del previsto perché la Finlandia oggi dispone di un'abbondanza di energia eolica. Per la disciplina imposta dalle condizioni di mercato, quando il costo marginale dell'energia prodotta dal nucleare è superiore a quello dell'offerta marginale, che nelle ore di abbondanza dell'eolico è zero, il nucleare deve modulare al ribasso, riducendo così il suo CF. Fare altrimenti, dando priorità al nucleare, è possibile, ma aumenta il costo delle forniture perché implica la compensazione della quota di eolico (o solare) persa. Questa scarsa competitività del nucleare, dovuta ai suoi costi marginali positivi in un mercato dominato da fonti, come l'eolico e il solare, a costi marginali pressoché nulli, non è adeguatamente considerata nell'analisi del regolatore britannico. Non a caso, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), nello scenario *Net Zero* al 2050, prevede più realisticamente che il nucleare in Europa avrà un CF pari al 65%.

Sul fattore di capacità, il quadro peggiora ulteriormente se consideriamo il quarto EPR che ha concluso la fase di cantiere, Flamanville-3, il cui nocciolo è stato innescato a settembre 2024. Quasi due anni dopo, il reattore è ancora in fase di test e a settembre di quest'anno sarà fermato per circa un anno per manutenzione straordinaria. Il CF di questo reattore potrebbe dunque essere stimato a partire dal 2028, che, rispetto alla data di annuncio del progetto, il 2004, rappresenta una distanza temporale notevole. Nel frattempo, le spese di esercizio e, soprattutto, le passività dell'investimento continueranno ad accumularsi.

Appare quindi chiaro che guasti, manutenzioni impreviste o fattori di mercato, comunque sempre dietro l'angolo, potrebbero rendere difficile raggiungere un CF del 90% come media su 60 anni.

Una differenza anche di soli dieci punti percentuali su questo indicatore non è priva di conseguenze, poiché la maggior parte dei costi di questa tecnologia è costituita da costi fissi, non solo per l'elevata incidenza della componente di investimento capitale (CAPEX), ma anche per la struttura dei costi di gestione e manutenzione (OPEX), circa due terzi dei quali sono fissi. Una riduzione del CF medio del 10% si tradurrebbe in un aumento del costo livellato di una quota quasi analoga.

Un'altra ipotesi ottimistica è rappresentata dalla stima dell'OPEX di circa 24 €/MWh (stime su dati NAO), mentre l'AIE nei suoi scenari utilizza per i reattori nucleari europei un valore pari a 35 €/MWh, che, anche se riparametrizzato rispetto al CF (assunto più alto, 90%, invece del 65% dell'AIE), risulterebbe comunque maggiore.

Un terzo elemento ottimistico per le stime dell'OPEX di Sizewell C è l'entità dei fondi accantonati per lo smantellamento della centrale e la gestione dei rifiuti radioattivi pari a 2,3-2,5 miliardi di sterline, che corrisponderebbero a 1,5-1,7 £/MWh sui 60 anni di vita attesa e con fattore di capacità del 90%. Questo aspetto non è ben documentato, ma appare evidente che i proponenti del progetto fanno affidamento su un'elevata redditività dei fondi accantonati, su un orizzonte temporale molto lungo, per far fronte agli impegni dopo la vita utile dell'impianto. Rimandiamo a Barron e Hill (2019)¹¹ per una critica a questo metodo convenzionale di stima dei costi di chiusura del ciclo nucleare, che assume implicitamente uno smorzamento esponenziale delle responsabilità di lungo termine. Con metodi di attualizzazione che evitano questo *bias*, l'onere per megawattora dovrebbe essere maggiore di 2,5-4 volte rispetto al metodo convenzionale.

Queste tre ipotesi ottimistiche, se smentite, potrebbero comportare un aumento del costo livellato di almeno il 15% rispetto alla stima inferiore citata.

Tuttavia, questa correzione al rialzo non è il vero punto chiave.

L'elefante non visto nella stanza è un altro: riguarda il modo in cui l'alto costo di generazione venga giustificato con presunti benefici per il sistema elettrico. Come discusso di seguito, questi benefici sono chimerici.

11 —Quinto mito nucleare: i costi più alti del megawattora sono compensati dai benefici per il sistema elettrico

La lacuna principale del rapporto NAO è che si limita a un atteggiamento di scetticismo in stile *british* verso i benefici dichiarati dal governo per il sistema elettrico, quando invece il tema meriterebbe molto più che osservazioni ironiche, come quella secondo cui, nella migliore delle ipotesi, grazie a Sizewell C, gli utenti del servizio elettrico cominceranno a registrare una riduzione delle bollette dopo il...2064!

L'argomento a favore del nucleare, che il NAO accetta, è che questa fonte, anche a costi elevati, essendo programmabile e ad alto fattore di capacità, sarebbe integrativa rispetto alla variabilità intrinseca dell'eolico e del fotovoltaico. Il maggiore costo livellato del nucleare sarebbe quindi compensato da costi di sistema inferiori, in particolare per gli accumuli.

A supporto di questo argomento, il governo britannico ha effettuato stime utilizzando modelli di ottimizzazione, da cui è derivata la suddetta quantificazione di un beneficio netto, nel caso migliore, a partire dal 2064. Tuttavia, la documentazione a supporto è lacunosa: si tratta di modelli datati, con ipotesi non ben dettagliate, in particolare per gli accumuli. Soprattutto, le conclusioni degli studi governativi contrastano con la recente modellistica pubblicata su riviste sottoposte a revisione paritaria e con i rapporti di istituzioni scientifiche *super partes*.

¹¹ R. W. Barron and M. C. Hill. A wedge or a weight? critically examining nuclear power's viability as a low carbon energy source from an intergenerational perspective. *Energy Research & Social Science*, 50:7–17, 2019. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618303888>

La bibliografia al riguardo è vasta; citiamo solo due studi.

Il primo è della *Royal Society* (2023)¹², secondo cui nel Regno Unito il nucleare nel sistema elettrico ridurrebbe il costo di sistema solo se il costo livellato di questa fonte fosse inferiore a 60 £/MWh, ovvero meno della metà del costo livellato minimo di Sizewell C, che come detto si basa anche su sussidi e ampio supporto pubblico.

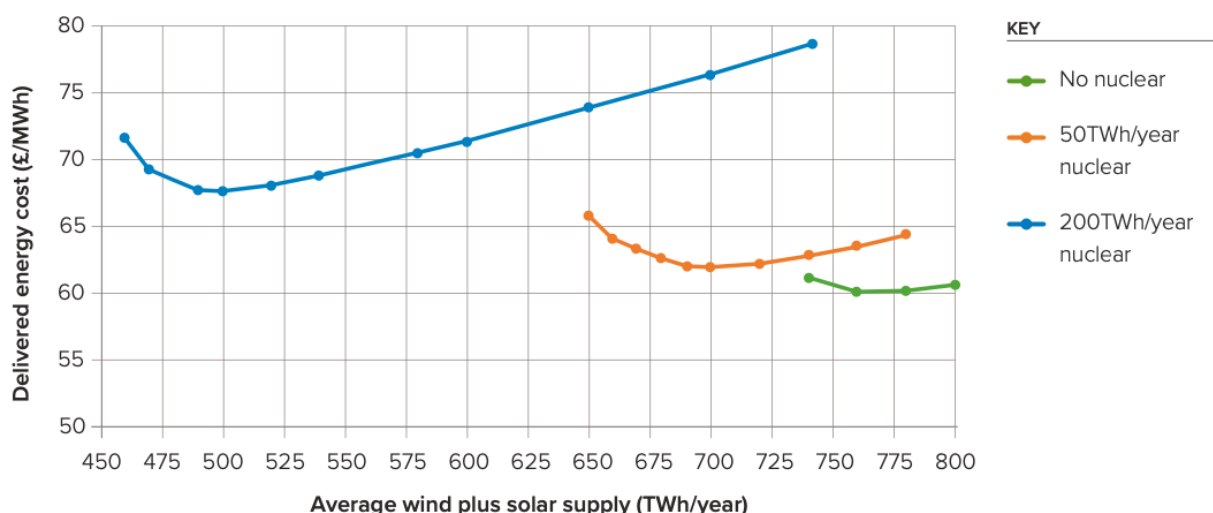


Figura 4: costo di sistema elettrico nel Regno Unito al variare del contributo di solare ed eolico e di tre scenari di decarbonizzazione con e senza nucleare; il valore minimo del costo di sistema pari a 60 £/MWh si realizza senza nucleare, linea in verde. I due scenari con nucleare includono questa fonte con un costo livellato di 78 £/MWh, sopra la soglia per la competitività, sebbene tale ipotesi sia del 41% inferiore al costo con le migliori condizioni di sussidi e tempi di realizzazione di Sizewell C. Il grafico è tratto da pag. 65 di *Royal Society* (2023).

Il secondo studio riguarda l'intera Europa; il modello di ottimizzazione di Göke et al. (2025)¹³ conclude che una quota di nucleare pari al 10% del mix elettrico sarebbe economicamente giustificata qualora questa fonte avesse un costo livellato inferiore a 60 US\$_{2018}\$/MWh (68 €_{2025}/MWh; si veda la figura seguente). Ancora una volta, la soglia di costo per un beneficio di sistema del nucleare è fuori portata di almeno un fattore due rispetto alle evidenze.

¹² The Royal Society. Large-scale electricity storage, 2023. <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/large-scale-electricity-storage/large-scale-electricity-storage-report.pdf>

¹³ L. Göke, A. Wimmers, and C. von Hirschhausen. Flexible nuclear power and fluctuating renewables? An analysis for decarbonized multi-vector energy systems. *Energy Strategy Reviews*, 60:101782, 2025 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X25001452>

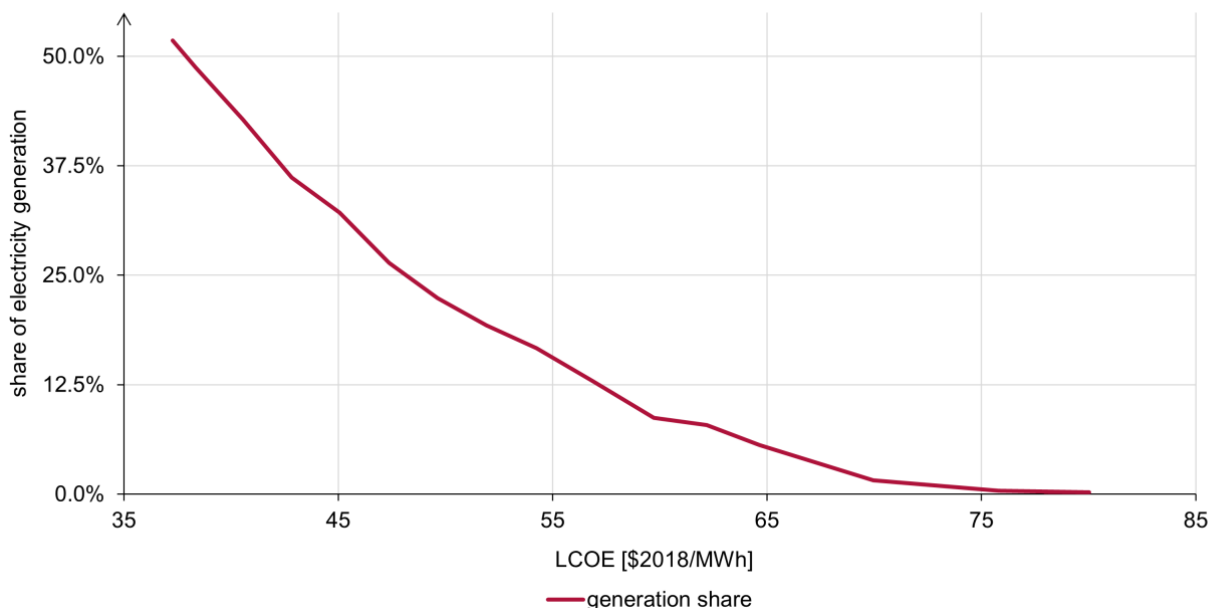


Figura 5: quota ottimale di nucleare nel mix elettrico europeo al variare del costo livellato di questa tecnologia nello scenario di Göke et al (2025); il grafico è stato condiviso dall'autore dello studio su LinkedIn.

Ricordiamo che il confronto equo tra le fonti di elettricità deve svolgersi a parità di condizioni. È corretto dire che non si può confrontare il costo livellato del nucleare con quello del fotovoltaico o dell'eolico, perché queste fonti differiscono per programmabilità e fattore di capacità. Ma è altrettanto vero che i confronti equi devono considerare le combinazioni tra diverse tecnologie sia di generazione sia di accumulo. La comparazione tra il nucleare e le rinnovabili va quindi svolta rispetto al mix complessivo, e gli studi che considerano un ventaglio ampio di tecnologie smentiscono la necessità del nucleare, che presenta rigidità tecniche ed economiche tali da renderlo subottimale.

Il problema del nucleare non è solo il suo alto costo livellato, ma anche la struttura di questo costo, più del 90% a carattere fisso, che quindi non si presta bene all'integrazione con fonti variabili come l'eolico e il solare. Ne risulta che la quota di nucleare che minimizza il costo di sistema con le rinnovabili in realtà è zero.

12—Conclusioni: il costo della distrazione

Le evidenze empiriche che emergono dall'analisi del progetto Sizewell C costituiscono un caso di studio cruciale per la valutazione di fattibilità tecno-economica del nucleare in Europa.

Sebbene l'impianto sia stato concepito come un progetto replica di Hinkley Point C, allo scopo di mitigare i rischi ingegneristici e sfruttare le economie di apprendimento, i dati certificati dal *National Audit Office* smentiscono l'assunto di una significativa riduzione dei tempi e dei costi. Con CAPEX stimati oltre i 23 €/W e un intervallo temporale di almeno due decenni dalla pianificazione all'operatività, il progetto conferma la tendenza – ampiamente discussa nella letteratura di settore – a una curva di apprendimento storica inadeguata per i reattori raffreddati e moderati ad acqua.

In termini di attrattività finanziaria e di allocazione del rischio, lo schema di finanziamento di Sizewell C evidenzia l'impossibilità di attrarre capitali privati senza un massiccio intervento statale. Il ricorso al modello RAB, combinato con un esteso pacchetto di garanzie pubbliche,

attesta che il rischio di costruzione e di gestione non è attualmente assorbibile dal mercato libero e comporta oneri significativi per la finanza pubblica.

L'architettura finanziaria del progetto si fonda su un trasferimento strutturale di costi e rischi sui contribuenti e, in via anticipata, sulle bollette degli utenti. Trasferimento e mitigazione pubblica che tuttavia non permettono di fare dei megaprogetti nucleari un'opportunità allettante per gli investitori privati.

Lo stato dell'arte confuta, inoltre, l'ipotesi secondo cui gli elevati costi di generazione degli impianti nucleari possano essere compensati da una riduzione complessiva dei costi di sistema, in virtù della loro programmabilità e del loro alto fattore di capacità. Come indicato dai modelli di ottimizzazione dei sistemi energetici decarbonizzati, in un mercato progressivamente dominato da fonti rinnovabili a costo marginale pressoché nullo, l'inserimento di impianti nucleari rigidi e ad alta intensità di capitale risulta economicamente subottimale. Qualora tali impianti fossero costretti a modulare la propria potenza per inseguire la supposta variabilità dell'eolico e del solare, la conseguente riduzione del loro fattore di capacità ne farebbe ulteriormente lievitare il costo livellato. I modelli indicano che il nucleare apporterebbe benefici di sistema solo a fronte di riduzioni dei costi in conto capitale fino a soglie attualmente prive di riscontro empirico, anche nella più favorevole delle ipotesi future.

Traslando queste considerazioni nel contesto della pianificazione energetica italiana, l'inclusione della tecnologia nucleare negli scenari di decarbonizzazione pone un severo problema di costo-opportunità e anche di rischio per i nostri conti pubblici.

Evitare queste evidenze, come si fa nel dibattito italiano, prospettando reattori piccoli e modulari (*Small Modular Reactors*, SMR) invece che di grande taglia, non ha riscontri né nella pratica, perché i consuntivi certificati degli SMR non esistono, né nella letteratura scientifica rispetto alle barriere di costo discusse in questo articolo. Se è plausibile che il tempo della fase di cantiere del singolo reattore sia minore con un SMR rispetto a un reattore di grande taglia, è ancora più plausibile che, per ragioni di diseconomie di scala, il costo unitario livellato di un SMR sia maggiore (Böse et al, 2024)¹⁴. Non è pertanto chiaro, almeno in questa prima metà del secolo, se ci sarà un vantaggio netto per gli SMR rispetto ai reattori di grande taglia, anche perché i primi dovrebbero essere attivati in grande numero (decine, forse un centinaio) per raggiungere la stessa quota di offerta prevista per i secondi.

In una fase storica che impone un urgente abbattimento delle emissioni climalteranti, dedicare ingenti risorse finanziarie e sforzi normativi a iter progettuali di durata pluridecennale rischia di sottrarre opportunità alle tecnologie già mature e convenienti. Allo stato attuale delle conoscenze, la traiettoria economicamente sostenibile per raggiungere la neutralità carbonica consiste nell'accelerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili a basso costo, che per l'Italia sono l'eolico e il solare a terra, affiancate da un'adeguata espansione delle infrastrutture di rete e di accumulo, e da maggiore elettrificazione, efficienza e flessibilità della domanda.

¹⁴ F. Böse, A. Wimmers, B. Steigerwald, and C. von Hirschhausen. Questioning nuclear scale-up propositions: Availability and economic prospects of light water, small modular and advanced reactor technologies. *Energy Research & Social Science*, 110:103448, 2024.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629624000392>