

Camera dei deputati

**Disegno di Legge A. C. 2669,
“Delega al Governo
in materia di energia nucleare sostenibile”
(presentato il 17 ottobre 2025)**

Memoria della Banca d'Italia

Roma, 23 febbraio 2026

1. Premessa

La Banca d'Italia ringrazia la Camera dei deputati per l'invito a esprimere le proprie considerazioni sul disegno di legge AC 2669 "Delega al Governo in materia di energia nucleare sostenibile".

La presente memoria riassume i contenuti del disegno di legge delega, riepiloga l'evoluzione della politica energetica sul nucleare in Italia, formula alcune considerazioni sugli aspetti principali della proposta.

2. Sintesi del provvedimento

Il disegno di legge delega è composto da quattro articoli.

L'articolo 1 conferisce al Governo una delega finalizzata a definire un quadro normativo per lo sviluppo dell'energia nucleare sostenibile in Italia. L'intervento mira ad ampliare il mix energetico nazionale con tecnologie nucleari, avanzate e sostenibili, per contribuire a ridurre le emissioni di gas serra (in linea con gli obiettivi, concordati in sede europea, per una completa decarbonizzazione entro il 2050), a rafforzare l'indipendenza dall'estero e la sicurezza energetica del Paese e a contenere i costi energetici per le famiglie e le imprese.

In base al disegno di legge, entro dodici mesi il Governo è tenuto ad adottare decreti legislativi per disciplinare la produzione di energia da fonte nucleare, la disattivazione degli impianti esistenti, la gestione dei rifiuti radioattivi, la ricerca e lo sviluppo dell'energia da fusione e il riordino delle competenze istituzionali nel settore. La procedura richiede la proposta del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) di concerto con vari altri dicasteri, acquisita l'intesa della Conferenza Unificata, il parere del Consiglio di Stato e quello delle Commissioni parlamentari competenti.

L'articolo 2 specifica ulteriormente l'oggetto della delega legislativa, che riguarda la disciplina del ciclo di vita degli impianti nucleari. Sono

previsti: la regolazione della sperimentazione, localizzazione, costruzione ed esercizio di nuovi impianti di produzione di energia nucleare sostenibile (anche per la produzione di idrogeno) e degli impianti per la fabbricazione e il riprocessamento del combustibile nucleare; la disattivazione e lo smantellamento delle installazioni esistenti e la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito (disciplinando sia lo stoccaggio temporaneo sia lo smaltimento definitivo, ove non siano possibili operazioni di riprocessamento o riutilizzo); la promozione delle attività di ricerca nel settore della fissione nucleare e dell'energia da fusione, anche attraverso incentivi per i relativi investimenti; strumenti informativi e formativi volti a favorire una corretta conoscenza del ruolo delle tecnologie nucleari nel processo di transizione energetica.

Ulteriori ambiti di intervento riguardano le misure per la valorizzazione dei territori interessati, la formazione delle professionalità tecniche e scientifiche necessarie allo sviluppo della filiera nucleare e il riordino del sistema di sicurezza, vigilanza e controllo, con la possibilità di istituire un'autorità amministrativa indipendente per la sicurezza nucleare.

La delega prevede, infine, un sistema di garanzie finanziarie e giuridiche fornito dagli operatori relative all'intero ciclo di vita degli impianti, la possibilità di un sostegno pubblico alla realizzazione degli stessi e il coordinamento della disciplina nucleare con le norme generali del mercato energetico.

L'articolo 3 definisce i principi e i criteri direttivi cui il Governo deve attenersi nell'esercizio della delega. In primo luogo, si stabilisce che i decreti legislativi disciplinino l'approvazione e l'attuazione del programma nazionale sul nucleare sostenibile, assicurandone la coerenza con gli obiettivi della delega. Il testo impone inoltre il rispetto dei principi di sostenibilità ambientale, sociale ed economica, nel quadro della normativa europea, degli accordi internazionali e del Trattato EURATOM, nonché della tassonomia europea delle attività sostenibili e degli standard tecnici dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica, al fine di garantire elevati livelli di sicurezza e di tutela della salute, dell'ambiente e delle future generazioni.

È prevista l'adozione delle migliori tecnologie disponibili, incluse quelle modulari e avanzate, nonché il costante riferimento allo stato delle conoscenze tecnico-scientifiche, con particolare attenzione alla riduzione dei rifiuti radioattivi e all'efficienza nell'uso del combustibile nucleare.

I criteri per la localizzazione, autorizzazione e realizzazione degli impianti nucleari dovranno rispettare le norme e gli standard di sicurezza previsti dalla normativa nazionale, europea e internazionale. Si prevede inoltre che la sperimentazione, costruzione o installazione e l'esercizio degli impianti siano soggetti a procedimenti abilitativi integrati.

L'articolo contempla infine il coordinamento della disciplina nucleare con quella che governa il funzionamento del mercato elettrico e l'eventuale attribuzione di forme di sostegno agli operatori che intendano esercitare attività nucleari; il rafforzamento della formazione universitaria e post-universitaria e la valorizzazione della ricerca.

L'articolo 4 disciplina le modalità di copertura finanziaria delle attività connesse con l'attuazione della delega legislativa in materia di energia nucleare, in base al principio secondo cui dall'attuazione delle deleghe non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. In particolare, si prevede che gli investimenti siano finanziati mediante le risorse già assegnate al MASE, per un importo pari a 20 milioni di euro annui per il triennio 2027-29¹. Sono inoltre autorizzate specifiche spese per l'attuazione del programma di informazione e sensibilizzazione per i cittadini e le popolazioni interessate dalla localizzazione degli impianti, pari a 1,5 milioni di euro per il 2025 e a 6 milioni di euro per il 2026, con copertura assicurata dalla riduzione del fondo speciale di parte corrente del MASE².

L'articolo stabilisce inoltre che gli schemi dei decreti legislativi attuativi debbano essere corredati da una relazione tecnica attestante la neutralità finanziaria ovvero l'indicazione degli eventuali nuovi o maggiori oneri e delle relative coperture. Qualora tali decreti comportino oneri non compensati, la loro emanazione è subordinata all'entrata in vigore di provvedimenti legislativi che assicurino le necessarie risorse finanziarie.

¹ Nella relazione tecnica si puntualizza che il suddetto stanziamento si riferisce alle esigenze della prima fase di realizzazione degli obiettivi del disegno di legge. In particolare, si tratta delle attività previste dalla delega, quali la definizione e l'avvio del piano nazionale sul nucleare sostenibile, la realizzazione di progetti di sperimentazione, localizzazione e costruzione di nuovi impianti, la gestione dei rifiuti, la ricerca e la formazione nel settore. In base alla relazione tecnica, nell'esperienza italiana e in quella di altri paesi europei gli stanziamenti sono adeguati a coprire i costi di tali attività.

² Nel dossier di accompagnamento al disegno di legge si specifica che si tratta della parte di competenza del MASE del Fondo per il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese, istituito nello stato di previsione del MEF, per un ammontare pari a 192 milioni per il 2027, 100 milioni di euro nel 2028 e 50 milioni nel 2029.

3. Il nucleare in Italia

A metà degli anni '60 del Novecento l'Italia era il terzo maggiore produttore nucleare nel mondo (dopo la Gran Bretagna e gli Stati Uniti). Tra il 1963 e il 1964, quando il nucleare era ancora assente in gran parte dei paesi occidentali, erano divenute operative tre centrali, a Latina, Garigliano e Trino Vercellese. Queste non costituivano l'esito di un piano di sviluppo centralizzato e di lungo periodo, piuttosto erano il risultato degli sforzi, avvenuti alla fine degli anni '50, di tre attori principali: la Edison (che controllava gran parte del settore elettrico italiano), l'ENI e l'IRI (Di Nucci, 2006; Bini, 2017; Lavista, 2017).

Quando queste tre centrali divennero operative tali attori erano già stati esclusi dal settore della produzione elettrica, a causa della nazionalizzazione del comparto, e gli impianti vennero acquisiti dall'ENEL appena creato. Iniziò quindi una fase di rallentamento nella costruzione di nuove centrali. A fronte della pianificazione di 3.000 MWe di impianti da costruire tra il 1966 e il 1971, si avviò la costruzione di una sola centrale, a Caorso (da circa 860 MWe), nel 1970. Questi sviluppi riflettevano la complessità tecnica e logistica del nucleare (Zorzoli, 2017) e i costi di produzione degli impianti termoelettrici particolarmente contenuti in quegli anni³.

Lo scenario cambiò con la crisi petrolifera del 1973 che mise in luce la dipendenza energetica italiana dall'estero e portò alla redazione del primo Piano Energetico Nazionale (PEN) nel 1975. Il documento prevedeva, tra l'altro, la costruzione di 20 centrali nucleari nei successivi 8-10 anni. Non venivano tuttavia specificati la localizzazione delle centrali, le tecnologie dei reattori e gli attori coinvolti (Baracca et al., 2017).

Per quanto concerne la collocazione delle centrali, la crescente opposizione locale alla costruzione di centrali elettriche e la mancanza di una chiara legislazione, anche con riferimento alle compensazioni per le località ospitanti, crearono grandi difficoltà all'ENEL (Bolchini, 1994; Spaziante, 1980). Inoltre, la mancata selezione di una specifica tecnologia portò l'ENEL ad adottarne due, riducendo la possibilità di sfruttare potenziali economie di scala (Ippolito, 1978). Anche i vincoli

³ Il prezzo nazionale del petrolio era significativamente calato in quel periodo in ragione degli sviluppi geopolitici e grazie alle politiche dell'ENI (Bini, 2017; Di Nucci, 2006; Zorzoli, 2017).

finanziari ostacolarono la realizzazione del piano: la crisi petrolifera aveva indebolito le principali fonti di finanziamento dell'ENEL (Sembenelli, 1994), il costo era estremamente elevato e lo stanziamento di fondi da parte del Governo insufficiente⁴.

La seconda crisi petrolifera (1979) portò alla pubblicazione nel 1981 del secondo Piano Energetico Nazionale e del Progetto Unificato Nucleare (PUN). Il primo prevedeva, per il nucleare, l'installazione di 12 GW aggiuntivi entro la fine degli anni Novanta. Il PUN selezionava una singola tecnologia nucleare e definiva inoltre le responsabilità di ciascun attore coinvolto (Ninni, 1994). La successiva legge n. 8/1983 attribuì al Comitato Interministeriale per la Pianificazione Economica (CIPE) l'autorità di decidere la localizzazione delle centrali e prevede che l'ENEL pagasse ai comuni che le ospitavano una quota fissa per ogni kilowattora (kWh) prodotto sul loro territorio (o kilowatt di potenza nominale per gli impianti in costruzione).

Nell'aprile del 1986 l'incidente nella centrale di Chernobyl ebbe una forte risonanza nell'opinione pubblica mondiale: in Germania, ad esempio, portò all'adozione di un programma di uscita dal nucleare e in Spagna e Belgio a moratorie sulla costruzione di nuove centrali. In Italia il referendum del 1987 abrogò la legge n. 8/1983 e proibì all'ENEL di costruire e gestire centrali nucleari all'estero (Faiella e Lavecchia, 2012). Nei tre anni successivi vennero chiuse in maniera permanente tutte le centrali nucleari italiane che, al momento del referendum, erano quattro (alle tre aperte negli anni '60 si era aggiunta quella di Caorso nel 1978). Nel 1986, l'anno precedente a quello del referendum, in Italia si produceva il 4,6 per cento dell'energia elettrica da fonte nucleare (1,2 GWe di potenza nominale installata), a fronte del 69,7 per cento in Francia, 25,3 in Germania, 18,4 nel Regno Unito e 21 nella media OCSE⁵.

Nei primi anni 2000 il nucleare tornò nel dibattito politico, visto dai suoi promotori come uno strumento per contrastare l'alto costo

⁴ Secondo una stima di Colitti (1978), basata sui costi delle centrali per il mercato americano, il piano comportava un costo annuale di oltre 7 miliardi di euro (in valuta del 2010), a fronte di stanziamenti annuali pari in media a poco meno di 1,5 miliardi (sempre in valuta del 2010) disposti tra il 1975 e il 1979 per aiutare l'ENEL a fronteggiare le perdite derivanti dalla crisi petrolifera e sostenere l'intero PEN (Sembenelli, 1994; Legge n. 253/1973; Legge n. 206/1976).

⁵ Per indisponibilità di dati sono esclusi dal calcolo della media OCSE i paesi: Repubblica Ceca, Estonia, Lettonia, Lituania, Slovacchia, Slovenia, Colombia, Costa Rica.

delle importazioni di elettricità e di fonti fossili necessarie alla sua produzione. Tra il 2008 e il 2010 vennero approvate alcune normative finalizzate alla reintroduzione del nucleare in Italia⁶. Nel 2010 l'ENEL firmò un memorandum con EDF e Ansaldo Nucleare per lo sviluppo e la costruzione di almeno quattro reattori nel paese⁷.

Tuttavia, in seguito all'incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima Dai-ichi, nel marzo del 2011 fu approvata la sospensione delle leggi e dei decreti legislativi introdotti sulla materia nel triennio precedente e, a giugno di quell'anno, si tenne un referendum che abrogò le norme che consentivano la produzione di energia elettrica nucleare nel Paese.

4. Considerazioni sul disegno di legge

Con l'introduzione del nucleare nel mix energetico nazionale il legislatore intende favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, aumentare il grado di sicurezza e indipendenza energetica del Paese, contenere i costi dell'elettricità per i consumatori finali.

Il nucleare emette pochi grammi di CO₂ per ogni kWh di elettricità prodotto, pertanto, può fornire un contributo significativo al processo di decarbonizzazione. Affiancando le fonti rinnovabili, può correggerne i limiti, con emissioni di gas serra significativamente più basse rispetto a quelle delle fonti fossili.

Gli effetti sulla sicurezza e indipendenza energetica e sui prezzi finali per i consumatori sono però soggetti a margini di incertezza; essi dipendono dalla tecnologia adottata, con alcune opzioni ancora in fase di sviluppo, e dalle modalità di finanziamento degli investimenti prescelte, elementi su cui il disegno di legge lascia aperte più opzioni.

⁶ Legge n. 112/2008, legge n. 99/2009 e decreto legislativo n. 31/2010.

⁷ Inoltre, nel 2005 l'ENEL aveva acquistato una quota dell'impresa slovacca *Slovenské elektrárne* (della quale ha poi finalizzato la vendita nel 2025) che gestiva 4 centrali nucleari e ne stava costruendo altre due (una delle quali completata nel 2023) in qualità di *Architect-Engineer* e *owner*. Tra il 2007 e il 2009 l'ENEL aveva acquisito il controllo di Endesa e per suo tramite il controllo, in alcuni casi parziale, di 6 centrali nucleari operative in Spagna.

Il nucleare è comunque caratterizzato da costi operativi stabili e prevedibili e quindi favorisce l'utilizzo di contratti di lungo periodo che contribuiscono a ridurre la volatilità dei prezzi.

1. La decarbonizzazione.

Il nucleare può fornire un importante contributo al processo di decarbonizzazione. Il suo livello di emissioni di gas serra *life-cycle* per kWh è significativamente inferiore rispetto alle fonti fossili e in linea con le rinnovabili.

Inoltre, a differenza delle rinnovabili diverse dall'idroelettrico o dal geotermico, si tratta di una fonte energetica programmabile e continua, capace di soddisfare la domanda di base (*baseload*).

Pertanto, la fonte energetica nucleare può essere resa modulabile, applicando alcune delle strategie utilizzate per rendere flessibili gli impianti di energia termica come la deviazione (parziale o totale) del vapore ed il suo utilizzo per altre applicazioni *off-grid* (come il riscaldamento residenziale; NICE Future, 2020). Le centrali nucleari basate sulle nuove tecnologie avrebbero inoltre il vantaggio di essere composte da più moduli indipendenti di ridotte dimensioni, che ne aumenterebbero la flessibilità (IEA, 2022).

Infine, il nuovo nucleare si presta ad un'ampia gamma di applicazioni alternative in settori ad alte emissioni che effettuano lavorazioni a elevate temperature, come il settore siderurgico (Lavecchia e Pasquini, 2025), o in processi che necessitano la produzione combinata di energia elettrica e termica, come la produzione di idrogeno.

Nel complesso il nucleare potrebbe contribuire a fornire ad un sistema elettrico con un'alta penetrazione di rinnovabili la stabilità e la flessibilità di cui ha bisogno, garantendo ridotte emissioni. Il PNIEC del 2024 prospetta per il nucleare una potenza installata tra 8 e 16 GW al 2050, rispettivamente pari all'11 e 22 per cento del fabbisogno elettrico stimato, obiettivo richiamato nella relazione illustrativa al disegno di legge.

Secondo l'International Energy Agency (IEA, 2022) un aumento dell'utilizzo della fonte nucleare nel mondo permetterebbe di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 a costi più contenuti. La stima dei costi

del nucleare è resa complessa dalla molteplicità di tecnologie utilizzabili e dal fatto che non tutte sono già pronte per la produzione.

2. La riduzione dei costi dell'energia.

Parallelamente a una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, l'introduzione del nucleare nel mix energetico nazionale potrebbe comprimere i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, sebbene sia difficile valutare l'entità dell'impatto⁸.

Tale contenimento potrebbe riflettersi solo in parte sugli utenti finali, se si mantenesse l'attuale sistema di formazione dei prezzi al dettaglio. Su di essi, infatti, oltre alla spesa per la materia energia (determinata dal prezzo sul mercato all'ingrosso), incidono le tariffe di remunerazione dei servizi di rete, gli oneri generali di sistema (che includono gli incentivi alle rinnovabili), le accise e le tasse. In base ai dati Eurostat, nel 2024 il prezzo medio per la materia energia per i consumatori non domestici rappresentava in Italia circa il 38 per cento del prezzo finale (43 per cento per i consumatori domestici), un valore inferiore a quello della Francia (51 per cento) e della media dell'Eurozona (43 per cento)⁹.

Gli effetti sui prezzi finali dipenderebbero anche dal costo dell'investimento e dalle sue modalità di finanziamento.

I costi di generazione della tecnologia elettronucleare sono caratterizzati da una quota elevata di costi d'investimento; incidono meno quelli operativi e per il combustibile. In termini di struttura dei costi, il nucleare è molto simile alle rinnovabili, tuttavia richiede tempi di realizzazione degli investimenti più lunghi.

⁸ In Europa il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica è determinato sulla base del meccanismo del *system marginal price*. Ciascun impianto offre una determinata quantità di energia elettrica e in base alla domanda prevista le offerte vengono accolte a partire da quelle con prezzi marginali più bassi e includendo progressivamente quelle con prezzi maggiori. Il prezzo sul mercato all'ingrosso è determinato dal prezzo marginale dell'ultimo impianto che deve entrare in servizio nella zona per coprire la domanda elettrica. Dati i costi marginali ridotti del nucleare (relativamente alle fonti fossili), se questo divenisse la tecnologia marginale che fissa il prezzo sul mercato all'ingrosso per alcune ore della giornata potrebbe contribuire alla riduzione del prezzo complessivo. Attualmente solo in Svezia, dove vi è un mix energetico peculiare (40 per cento idroelettrico, 29 per cento nucleare e altre rinnovabili), il nucleare risulta la tecnologia marginale in alcune ore. Alcune simulazioni evidenziano come al 2030 ciò dovrebbe avvenire in più paesi grazie all'avanzamento della transizione energetica (Gasparella et al., 2023).

⁹ L'Italia si distingue dagli altri paesi europei per il peso degli incentivi alle rinnovabili, finanziati con la bolletta elettrica; nel 2024 incidevano per il 10 per cento sul prezzo finale pagato dai consumatori non domestici (8 per cento per i domestici) a fronte di una media UE-27 del 3 per cento circa.

Negli ultimi 15 anni la costruzione di reattori nei paesi avanzati è stata caratterizzata da ritardi rilevanti e da costi finali ben superiori a quelli preventivati (IEA 2025). Ad esempio, i costi finali sono stati pari a oltre tre volte quelli previsti per l'impianto di Flamanville 3 in Francia (per una spesa complessiva di 13,2 miliardi di euro circa e un ritardo di 11 anni rispetto alla data di consegna prevista) e a 2 volte per l'impianto di Olkiluoto in Finlandia (11 miliardi di spesa e un ritardo di quasi 13 anni); le consegne di due reattori a Hinkley Point C nel Regno Unito sono state di recente rimandate di circa tre anni, al biennio 2029-2030, con un costo quasi triplicato (da 18 miliardi di sterline nel 2015 a circa 47 nel 2024)¹⁰.

Nel disegno di legge si prefigura la possibilità di offrire un sostegno pubblico alla realizzazione degli impianti e più in generale alla produzione di energia da fonte nucleare (art. 2), nonché agli operatori che intendano esercitare le attività nucleari (art. 3). Tuttavia, come ribadito nella relazione tecnica, non è stimato l'aggravio sulle finanze pubbliche imputabile a questi sostegni e il disegno di legge ne rinvia la quantificazione ai decreti attuativi.

Nel disegno di legge sono previste altre attività che potrebbero accrescere tali oneri, come la promozione delle sperimentazioni, il reperimento di siti idonei, l'indennizzo dei territori, la formazione e l'attività di ricerca (cfr. il Dossier di accompagnamento al disegno di legge, pag. 67 e 68).

Qualora si decidesse di sussidiare la realizzazione degli impianti nucleari e di far ricadere l'onere del sussidio sulle bollette (come avvenuto in passato per le fonti rinnovabili o per lo smantellamento delle precedenti centrali nucleari) questo potrebbe vanificare l'effetto sui prezzi finali della riduzione della spesa per la materia energia.

L'incertezza su tempi e costi è amplificata dal diverso grado di sviluppo delle tecnologie che potrebbero essere impiegate.

Il disegno di legge non specifica il tipo di tecnologia nucleare da adottare, ma rimanda alle migliori disponibili, includendo quelle modulari o avanzate, senza escludere esplicitamente i grandi impianti tradizionali. La Piattaforma

¹⁰ Anche al di fuori dell'Europa si sono verificati aumenti dei costi. Ad esempio, i costi finali sono stati pari a 2,3 volte quelli previsti per gli impianti Voegtler 3 e 4 negli Stati Uniti e a 1,5 volte per i quattro reattori di Barakah negli Emirati Arabi Uniti e i due di Seoul (IEA, 2025; fig. 3.1).

Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS)¹¹ suggerisce tre possibili filiere tecnologiche: gli *Small Modular Reactors* (SMR) moderati e refrigerati ad acqua leggera; gli *Advanced Modular Reactors* (AMR) con utilizzo di piombo liquido come refrigerante, a spettro neutronico veloce (*Lead-cooled Fast Reactors*, LFR); i *Micro Reactors* (MR) ad alta temperatura e taglia inferiore a 50 MWth.

Tutte le tecnologie citate sono prevalentemente in fase di studio o in quella prototipale¹². Risultano pertanto incerti sia i tempi di realizzazione¹³, sia i costi degli investimenti necessari¹⁴.

Va comunque rilevato che l'introduzione di questa fonte energetica potrebbe consentire la riduzione della volatilità dei prezzi finali, attraverso la stipula di contratti a lungo termine quali i *power purchase agreements*, nei quali vengono fissati quantità e prezzo dell'energia elettrica da acquistare in futuro. Questo tipo di strumento richiede costi operativi stabili e prevedibili, caratteristiche tipiche del nucleare.

3. La sicurezza e l'indipendenza energetica.

Il nucleare può contribuire a una riduzione delle importazioni di energia elettrica e dei combustibili fossili utilizzati per produrla; potrebbe però contestualmente aumentare le importazioni di tecnologia e di materie prime necessarie alla realizzazione degli impianti. I paesi che hanno accumulato maggiore esperienza nella produzione di centrali negli ultimi 25 anni sono la Cina e la Russia (Lavecchia e Pasquini, 2025).

¹¹ La PNNS è un'iniziativa conoscitiva del MASE, operativa dal dicembre 2023 a ottobre 2024, che ha raccolto le istanze di università, enti di ricerca e imprese. Organizzata in 7 gruppi di lavoro, la PNNS ha prodotto altrettanti rapporti (PNNS, 2024). Una parte dei contenuti è confluita nel PNIEC (2024).

¹² In base all'ultimo aggiornamento (24 novembre 2025) della dashboard dedicata della World Nuclear Association (*Small Modular Reactor (SMR) Global Project Tracker*), vi sono 5 esemplari in costruzione, 2 in Russia, 1 in Cina, 1 in Argentina e 1 negli Stati Uniti. Oltre 50 progetti sono in fase di *project identification, feasibility studies, economic appraisal*. Gli unici casi di SMR in funzione sono in Russia (i due reattori flottanti della *Akademik Lomonosov*) e Cina (Shidao-Bay 1).

¹³ Per quanto riguarda gli SMR, la PNNS stima la disponibilità del primo prototipo per il 2034. Le successive unità sarebbero disponibili a partire dal 2036, con tempi di costruzione stimati in 3,5 anni. In totale, la PNNS stima 7-12 unità potenzialmente disponibili nel 2040 e fino a 22-42 nel 2050. Per quanto riguarda gli AMR un primo prototipo sarebbe disponibile nel 2037 e successive unità a partire dal 2040, 12 potenzialmente disponibili al 2050.

¹⁴ L'analisi economica della PNNS, riportata nel PNIEC (2024), evidenzia come uno scenario con nucleare consentirebbe di raggiungere l'obiettivo "Net Zero" ad un costo stimato di circa 16 miliardi di euro inferiore al costo dello scenario "Senza nucleare" su tutto l'orizzonte temporale preso a riferimento. A questo risparmio si aggiungerebbe quello, pari a circa un miliardo, derivante dalla riduzione dell'energia elettrica prodotta in eccesso, e quindi persa, con le fonti delle rinnovabili. Non sono tuttavia disponibili informazioni sulle ipotesi sottostanti le stime.

Per la produzione di energia elettrica da fonte nucleare si impiegano volumi significativamente minori di combustibile rispetto alle fonti fossili, e si è quindi meno dipendenti da forniture continue¹⁵. Tuttavia, in gran parte delle tecnologie più innovative si utilizza uranio con una percentuale di arricchimento elevata, la cui produzione è fortemente concentrata in Cina e Russia, sebbene vi siano investimenti in corso nei paesi occidentali (in particolare negli Stati Uniti). In Italia la filiera del ciclo di produzione di combustibile risulta al momento deficitaria (TEHA, 2024 e Confindustria, 2025).

Il grado di dipendenza dall'estero per la fornitura del combustibile rifletterà la tecnologia prescelta, da cui dipende il tipo di combustibile utilizzato¹⁶.

L'Italia al momento non dispone di miniere di uranio attive né di riserve accertate. Non vi sono inoltre impianti operativi per l'arricchimento, processamento e creazione delle barre di combustibile. Per l'approvvigionamento delle future centrali, dunque, potrebbe essere necessario avviare attività di esplorazione e produzione all'estero e sviluppare la filiera di produzione del combustibile, oppure provvedere a importarlo del tutto.

¹⁵ Peraltro, alla riduzione dei volumi di combustibili fossili utilizzati nella produzione di energia elettrica si aggiungerebbe anche quella dovuta al minor commercio marittimo, responsabile del 3 per cento delle emissioni globali di gas serra e per un terzo dedicato al trasporto dei combustibili fossili (UNCTAD, 2024).

¹⁶ Delle nuove tecnologie disponibili o in fase di sviluppo, focalizzandosi solo su quelle sviluppate da imprese localizzate in Europa, Nordamerica, Corea e Giappone, 7 richiederebbero combustibile esausto che in Italia sarebbe più facilmente reperibile sul mercato nazionale (in pochi casi bisognoso di una successiva lavorazione). Sedici utilizzerebbero l'uranio arricchito da reperire sui mercati internazionali (talvolta insieme ad altri combustibili) impiegato in gran parte delle centrali tradizionali (NEA, 2024). Secondo i dati Euratom nel 2024 l'uranio naturale utilizzato in Europa proveniva principalmente da 4 paesi: Canada (per il 33,9 per cento), Kazakistan (24,2), Russia (15,6) e Australia (10,5). Rispetto all'anno precedente si era ridotta la quota proveniente dalla Russia a favore principalmente della quota australiana. Diversi paesi dispongono di riserve secondarie: secondo stime della NEA (2023), nel 2020 nella UE c'erano riserve sufficienti per coprire quasi due anni di domanda. Nel 2023 circa il 22 per cento del servizio di conversione dell'uranio in Europa veniva effettuato dall'azienda russa Rosatom. Nel 2024 il servizio di arricchimento per il mercato europeo veniva fornito per il 24 per cento da aziende russe (era il 37,9 nel 2023) e per il 64 per cento da imprese europee (cfr. *Euratom Supply Agency, Market Observatory*). Le aziende europee Urenco e Orano stanno investendo per aumentare la propria capacità di arricchimento in Europa e pianificano quasi di raddoppiare la propria capacità produttiva per il 2032, sebbene parte della nuova offerta sia già stata acquistata da aziende americane in reazione all'embargo statunitense sull'uranio russo in vigore fino al 2028 ("[Europe struggles to end reliance on Russian uranium](#)", Financial Times, 21 gennaio 2026). Infine, venti delle nuove tecnologie in sviluppo in Occidente utilizzerebbero uranio HALEU, un tipo di combustibile la cui produzione è concentrata soprattutto in Cina e Russia, sebbene alcuni paesi Occidentali (ad esempio gli Stati Uniti) ne stiano incrementando la capacità di produzione (IEA, 2025).

5. Conclusioni

Il disegno di legge delega oggetto di analisi intende fornire al Governo gli strumenti per avviare e regolamentare la reintroduzione del nucleare in Italia.

Il nucleare può fornire un contributo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Affiancando le fonti rinnovabili può correggerne i limiti, con emissioni di gas serra significativamente più basse rispetto a quelle delle fonti fossili.

Inoltre, essendo caratterizzato da costi operativi stabili e prevedibili, il nucleare favorisce l'utilizzo di contratti di lungo periodo che possono contenere la volatilità dei prezzi.

Il contributo che la reintroduzione del nucleare potrà fornire alla riduzione dei costi, alla sicurezza e all'indipendenza energetica del Paese è soggetto a margini di incertezza. Esso dipende dalle tecnologie che saranno adottate, molte delle quali ancora in fase di sviluppo, e dalle modalità di finanziamento scelte, che potrebbero includere un intervento pubblico. I decreti di attuazione dalla legge delega potranno aiutare a chiarire questi aspetti e consentire una valutazione più accurata dei costi e dei benefici del programma.

Riferimenti bibliografici

Baracca, A., S. Craparo, R. Livi, e S. Ruffo (2017): “The role of physics students at the University of Florence in the early Italian anti-nuclear movements (1975-1987)” in *“Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”*, a cura di Bini, E. e I. Londero, EUT. Edizioni Università di Trieste.

Bini, E. (2017): “Atoms for peace (and war): US forms of influence on Italy’s civilian nuclear programs (1946-1964)” in *Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War*, a cura di Bini, E. e I. Londero, EUT. Edizioni Università di Trieste, pp. 23-40.

Bolchini, P. (1994): “Le ragioni del decentramento: enti locali, aziende municipalizzate ed ENEL” in *Storia dell’industria elettrica in Italia. Gli sviluppi dell’Enel. 1963-1990*, a cura di G. Zannetti, Editori Laterza.

Confindustria (2025) – Lo sviluppo dell’energia nucleare nel mix energetico nazionale. Le potenzialità per l’industria italiana degli SMR e degli AMR – <https://www.confindustria.it/documenti/rapporto-nucleare-confindustria-enea/>

Colitti, M. (1978): contributo a *L’energia del futuro. Atti del convegno di studio tenuto a Frattocchie (Roma), 9-10 luglio 1977*, Editori Riuniti, Istituto Gramsci.

Di Nucci, M. R. (2006): “The Nuclear Power Option in the Italian Energy Policy” in *Energy & Environment*, 17(3), pp. 341–357. <https://doi.org/10.1260/095830506778119353> [econpapers.repec.org]

Euratom Supply Agency, Market Observatory – https://euratom-supply.ec.europa.eu/activities/market-observatory_en

Faiella, I. e L. Lavecchia (2012): “Costi e benefici del rilancio dell’energia nucleare in Italia” in *Questioni di Economia e Finanza*, No. 114.

Gasparella A. e D. Koolen e A. Zucker (2023): “The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets”, European Commission, Petten, JRC134300.

IEA (2025) – The Path to a New Era for Nuclear Energy – <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>

IEA (2022) – Nuclear Power and Secure Energy Transitions – <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-and-secure-energy-transitions>

Ippolito, F. (1978): “Relazione introduttiva” presentato a *L’energia del futuro. Atti del convegno di studio tenuto a Frattocchie (Roma), 9-10 luglio 1977*, Editori Riuniti, Istituto Gramsci, pp. 9-22.

Lavecchia, L. e A. Pasquini (2025): “L’atomo fuggente: analisi di un possibile ritorno al nucleare in Italia” in *Questioni di Economia e Finanza*, No. 947.

Lavista, F. (2017): “Political uncertainty and technological development: the controversial case of AGIP Nucleare (1956-1962)” in “*Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War*”, a cura di Bini, E. e I. Londero, EUT Edizioni Università di Trieste, pp. 41-55.

NEA (2023) – Uranium Resources, Production and Demand (Red Book) – https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_28569/uranium-resources-production-and-demand-red-book

NEA (2024) – The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition – https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_90816/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-second-edition

NICE Future (2020) – Flexible Nuclear Energy for Clean Energy Systems – <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/77088.pdf>

Ninni, A. (1994): “Interconnessione e standardizzazione” in *Storia dell’industria elettrica in Italia. Gli sviluppi dell’Enel. 1963-1990*, a cura di Zannetti, G. (Ed.) Laterza, pp. 299-320.

PNIEC (2024), “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”, a cura del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, giugno 2024.

PNNS (2024) – <https://www.mase.gov.it/portale/-/piattaforma-nazionale-per-un-nucleare-sostenibile-pubblicazione-rapporti-conclusivi>

Sembenelli, A. (1994): “Investimenti, strategie e vincoli finanziari” in *Storia dell’industria elettrica in Italia. Gli sviluppi dell’Enel. 1963-1990*, a cura di Zannetti, G. (Ed.) Laterza, pp. 733–774.

Spaziante, V. (1980): “Questione nucleare e politica legislativa. Primo rapporto del Centro Studi della Fondazione Adriano Olivetti sui problemi della politica energetica”, Officina Edizioni, Roma.

TEHA (2024): “Il Nuovo Nucleare in Italia per i Cittadini e le Imprese: il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività”, The European House Ambrosetti per Edison e Ansaldo Nucleare – Settembre 2024

UNCTAD (2024) – Review of global maritime transport – https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2024_en.pdf

Zorzoli, G. B. (2017): “Did the Italian decision makers understand that nuclear is not business as usual?” in “*Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War*”, a cura di Bini, E. e I. Londero, EUT. Edizioni Università di Trieste.