

Consultazione

244/2026/A

Osservazioni sul Quadro Strategico 2026-2029

Settembre 2026



1 Presentazione del rispondente e ambito della risposta

Neara è leader mondiale nei gemelli digitali di natura ingegneristica per le reti elettriche e le infrastrutture critiche. La nostra piattaforma ricostruisce in tre dimensioni le reti di trasmissione e di distribuzione e ne simula il comportamento fisico reale; le analisi che ne derivano sono utilizzate dagli operatori come base tecnica per decidere e giustificare gli investimenti, e dai regolatori per verificarli. Collaboriamo con oltre 40 gestori di rete in Europa, Australia e Nord America, e abbiamo avviato un progetto pilota con un distributore italiano sulla resilienza della rete di media tensione.

La presente risposta riguarda il settore elettrico, sia a livello di distribuzione sia di trasmissione. Le osservazioni si concentrano su due obiettivi strategici, OS.23 e OS.24, che condividiamo entrambi: il riconoscimento dei costi in logica totex, unito a uno scrutinio più stringente dei piani di sviluppo, dovrebbe migliorare l'impiego del capitale e ridurre l'onere a carico dei consumatori.

Formuliamo due osservazioni, a integrazione delle linee di intervento che il documento presenta come prime ipotesi.

2 Riconoscimento dei costi e ruolo delle evidenze

Il documento per la consultazione rileva che il riconoscimento separato dei costi operativi e dei costi di capitale comporta un rischio di sovra-capitalizzazione (pp. 70-71), e Arera si impegna a ponderare in modo equilibrato i rischi di sotto-investimento e di sovra-investimento, mantenendo al contempo sostenibili le tariffe di rete (p. 69).

Una sostituzione anticipata ha effetti tariffari che durano decenni. Un asset sostituito prima del necessario entra nel capitale investito riconosciuto e resta in tariffa per tutta la sua vita utile regolatoria: quella singola decisione grava sui consumatori per decenni. Che quel costo si produca o meno dipende dalle evidenze disponibili nel momento in cui si sceglie tra rinforzare e ricostruire.



Il quadro regolatorio va già in questa direzione. La regolazione deve favorire soluzioni che aumentino la capacità disponibile delle reti e contengano i costi di sistema, e il rinforzo mirato è indicato tra le alternative o i complementi all'investimento tradizionale (p. 71). L'uso efficiente delle infrastrutture esistenti è individuato come strategicamente rilevante, da perseguire superando una logica di investimento puramente incrementale (p. 70), e l'Autorità si impegna a prevenire distorsioni quali il CAPEX-bias (p. 73).

Modificare l'incentivo risolve però solo metà del problema. Una ricostruzione integrale è semplice da documentare: la classe di pali ha raggiunto una determinata età e viene sostituita. Dimostrare che una specifica campata, un palo o una linea conserva ancora margine, e può portare in sicurezza un carico maggiore o restare in esercizio più a lungo, richiede evidenze su quel singolo asset, e lo standard di tali evidenze non è ancora stato definito. In assenza di uno standard, gli operatori presentano il caso più semplice da documentare, e la riforma finisce per cambiare la contabilità prima di cambiare le decisioni prese sul campo.

Le nostre due osservazioni intervengono su questo punto: quali evidenze deve portare l'operatore e che cosa deve misurare l'Autorità.

3 Osservazione 1. Evidenze a livello di singolo cespite nella giustificazione degli interventi

Questa osservazione si riferisce all'OS.23 (pp. 70-72) e all'OS.24 (pp. 73-74).

3.1 1a L'analisi a livello di singolo asset come evidenza standard

Suggeriamo che, nella revisione dei criteri tariffari per i periodi regolatori a partire dal 2028, laddove l'Autorità attribuisce priorità ai meccanismi che incentivano l'efficienza della spesa in conto capitale (p. 71), l'analisi della singola campata, del singolo palo o della singola linea diventi parte delle evidenze standard a supporto di una sostituzione o di un rinforzo. L'operatore presenterebbe tali evidenze per i cespiti interessati, oppure motiverebbe perché non sono state prodotte. La scelta del metodo resterebbe in capo all'operatore.



Oggi una sostituzione si basa di norma sull'età e sullo storico dei guasti della classe di cespiti: un palo viene sostituito quando la sua classe raggiunge una certa età. Una valutazione di questo tipo dice al regolatore quanto è grande un programma e quando si rende necessario. L'evidenza che proponiamo è invece un'analisi ingegneristica di ciascuna struttura, che stabilisce, a partire da geometria, stato di conservazione e carichi, che cosa essa può sostenere e quanto margine conserva; è questa analisi a determinare se un rinforzo è sufficiente o se occorre ricostruire. Nelle linee di intervento così come formulate, una ricostruzione può essere giustificata sulla sola base del primo tipo di evidenza.

Gli operatori che dispongono di queste evidenze riferiscono che cambiano la natura stessa dell'intervento. Essential Energy, distributore australiano, ha modellato sulla maggior parte della propria rete la temperatura alla quale ciascuna linea aerea raggiunge il limite di freccia, e quindi la portata della linea, e dichiara che in molti casi la necessità di potenziare la rete si è ridotta o è venuta meno del tutto. Dopo gli incendi del 2019-2020 ha utilizzato lo stesso modello per riprogettare la ricostruzione di oltre 3.200 pali in funzione delle distanze dal suolo e della resilienza, invece di ricostruire la rete com'era prima degli incendi.¹

Un secondo caso pubblicato mostra l'entità dell'effetto su un programma di sostituzione. Un distributore statunitense si era impegnato con il proprio regolatore a intervenire sui pali ad alto rischio. Sulla base dei profili di età e dei rapporti di ispezione in campo aveva stimato che tra 25.000 e 30.000 pali richiedessero la sostituzione integrale, e il costo di quel programma era diventato un punto controverso nel confronto con il regolatore. L'operatore ha quindi eseguito un'analisi strutturale di ogni palo della rete, combinando il calcolo dei carichi con la simulazione di eventi meteorologici severi, per stabilire quali pali sostenessero ancora il carico nominale e per quanto tempo. L'elenco si è ridotto a circa 4.000 pali, con una riduzione dell'84%, e l'operatore ha presentato tale analisi al regolatore a supporto del mantenimento in esercizio della maggior parte dei pali inizialmente giudicati da sostituire.² Le due stime riguardano gli stessi pali: la prima è stata prodotta a partire dall'età della classe degli asset, la seconda dallo stato e dai carichi di ciascuna struttura.

Un regolatore può fissare lo standard di evidenza e lasciare il metodo all'operatore. In base alle condizioni di licenza RIIO-2 in Gran Bretagna, ogni operatore di trasmissione gas, distribuzione gas e trasmissione elettrica mantiene una metodologia per stimare il rischio monetizzato dei cespiti e il beneficio, in termini di rischio, degli interventi; l'Office of Gas and Electricity Markets



(Ofgem) approva le modifiche a tale metodologia sulla base di obiettivi e criteri che ha fissato in anticipo.³ L'obbligo è contenuto nella licenza, la modellazione resta in capo all'operatore. Suggeriamo lo stesso approccio nella formulazione dei criteri tariffari: specificare le evidenze che l'operatore deve presentare a supporto di un intervento e lasciare all'operatore le modalità per produrle, in modo che i criteri restino validi anche quando la pratica ingegneristica evolve.

L'obbligo si applicherebbe agli operatori rientranti nel ROSS. L'Autorità sta restringendo tale perimetro agli operatori di maggiori dimensioni, trasferendo i più piccoli a una tariffa parametrica (p. 72): l'obbligo intercetterebbe così la quota più rilevante della spesa senza incidere sui numerosi piccoli distributori.

Inserire queste evidenze nei criteri tariffari risponde ai criteri che l'Autorità fissa per i propri meccanismi di riconoscimento dei costi, trasparenza, benchmarking e individuazione dei costi efficienti (p. 72), ed è in quella sede che la giustificazione di un intervento viene effettivamente verificata.

3.2 1b Qualità delle evidenze nello scrutinio dei piani

Nella riforma dei criteri di regolazione dei servizi infrastrutturali energetici, volta a rafforzare lo scrutinio regolatorio dei piani di sviluppo (p. 73), e ogni volta che l'Autorità valida un piano industriale nell'ambito del ROSS-avanzato, valuta un piano di sviluppo o monitora i piani di sviluppo della distribuzione previsti a partire dal 2027, suggeriamo che i criteri di scrutinio riguardino anche le evidenze alla base della scelta dell'intervento. Il documento inquadra lo scrutinio dei piani in termini di sostenibilità economica, tempistica e rischio di realizzazione (p. 69). Queste verifiche stabiliscono se un intervento proposto è stimato correttamente ed è realizzabile. Una verifica delle evidenze alla base della scelta stabilirebbe invece se l'intervento scelto era quello giusto. Per la decisione tra rinforzare un cespite esistente e ricostruirlo, l'evidenza rilevante è la base su cui l'alternativa è stata scartata e il livello di dettaglio con cui il cespite esistente è stato valutato.

In pratica, un piano dovrebbe mostrare quali opzioni sono state considerate per ciascun intervento, come ne sono stati stimati costi e rischi, e perché quella selezionata è stata preferita. Un programma in cui ogni opzione è stata valutata può essere esaminato, ed è questo che richiede la validazione del piano prima che la spesa venga sostenuta. È anche il punto in cui



può essere effettuata la valutazione equilibrata di sotto- e sovra-investimento richiesta dalla riforma (p. 73): una ricostruzione scelta dove un rinforzo sarebbe bastato è un sovra-investimento che le verifiche di costo e di tempistica non intercettano.

L'Australian Energy Regulator (AER) applica una verifica analoga. Il suo regulatory investment test richiede il confronto tra opzioni credibili di diversa portata e scala, affinché l'opzione selezionata sia quella che assicura il risultato a costo minimo.⁴ Tale verifica opera sul confronto tra opzioni ed è distinta dalle evidenze sul singolo cespite oggetto dell'Osservazione 1a.

4 Osservazione 2. La capacità liberata come output misurato

Questa osservazione si riferisce all'OS.23 (pp. 70-72).

L'Autorità afferma che l'adeguatezza delle reti di distribuzione debba essere perseguita attraverso una rinnovata regolazione output-based che tenga conto di nuovi indicatori di performance (p. 70), e che l'uso efficiente delle infrastrutture esistenti richieda meccanismi regolatori più orientati alla performance e agli output (p. 70). Proponiamo uno di questi indicatori, da inserire nell'insieme dei nuovi indicatori di performance che saranno definiti per gli operatori.

Quando la finalità di un intervento è aumentare la capacità, l'output è la capacità resa disponibile. Proponiamo che i megawatt liberati siano riconosciuti e remunerati come output misurato, verificato a valle dell'intervento e rilevato insieme alla spesa e all'avanzamento fisico delle opere.

La misura ha già una baseline documentata. Il valore di partenza è la capacità che l'operatore dichiara secondo i criteri di portata in vigore, definita prima che l'intervento sia proposto e quindi non soggetta ad aggiustamenti a posteriori; la capacità liberata è la differenza tra questo valore e la capacità dichiarata dopo l'intervento. Entrambi i valori si fondano su ipotesi dichiarate su temperatura del conduttore, distanze di sicurezza e condizioni ambientali. L'Autorità può richiedere che tali ipotesi siano depositate e può verificarle.



La misura si inserisce nel quadro regolatorio in due modi. È verificata a consuntivo, e rientra quindi nell'approccio benefit-based che il documento indica come già adottato (p. 71). Si applica allo stesso modo sia che l'operatore abbia costruito una nuova linea sia che abbia aumentato la portata di una linea esistente: è quindi neutrale rispetto al metodo e premia il risultato che il quadro stesso fissa, ossia maggiore capacità disponibile a costi di sistema contenuti (p. 71).

Capacità di questo tipo esiste già nelle reti. Ipotesi conservative, applicate uniformemente all'intera rete, fissano il limite di esercizio ben al di sotto di quanto l'infrastruttura può fisicamente sostenere. Essential Energy, la cui modellazione è descritta nell'Osservazione 1a, riferisce che in alcune aree la capacità della propria rete aerea è risultata fino al doppio di quanto ipotizzato prima di disporre del modello, e che le nuove connessioni possono quindi essere realizzate più rapidamente e a costi inferiori.¹ Remunerare i megawatt liberati darebbe agli operatori un incentivo diretto a ricercare questi margini. La capacità individuata in un cespite esistente è capacità che non occorre costruire.

5 Conclusioni

Le nostre due osservazioni si inseriscono in una direzione che il quadro regolatorio ha già tracciato. Il riconoscimento dei costi in logica totex elimina il vantaggio contabile della nuova costruzione, e il quadro già sostiene il rinforzo mirato e un utilizzo più pieno della capacità esistente. Entrambe le osservazioni si appoggiano a meccanismi di cui l'Autorità già dispone: la validazione dei piani nell'ambito del ROSS-avanzato e la remunerazione output-based. Entrambe servono inoltre l'obiettivo di sostenibilità delle tariffe posto dal documento, perché un'evidenza che dimostri che un cespite può restare in esercizio evita che un costo entri nel capitale investito riconosciuto, e quindi nelle tariffe, per l'intera vita dell'asset.

Neara è disponibile a fornire ulteriori dettagli su ogni punto, incluse le esperienze internazionali menzionate, e sarebbe lieta di discutere queste osservazioni con l'Autorità e di partecipare a tavoli tecnici dedicati.



6 Note

¹ Essential Energy, [Digital Twin increases opportunities for renewable energy](#), comunicato stampa, 22 maggio 2023.

² Un distributore statunitense, in un [case study pubblicato](#).

³ Office of Gas and Electricity Markets, [Decision on modifications to the RIIO-2 Network Asset Risk Metric \(NARM\) methodologies](#), 26 marzo 2026.

⁴ Australian Energy Regulator, [Regulatory investment test](#).