

Risposta alla consultazione sul DCO 244/2026/A

Quadro Strategico 2026-2029 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Chi è A2A, investimenti e benefici rilasciati al territorio

A2A è la principale multiutility italiana: attiva da decenni come primario operatore in tutti i settori regolati dall'Autorità, con oltre 3,5 milioni di clienti e un valore distribuito nei territori pari a 12,7 miliardi di euro nel 2025 costituisce un utile osservatorio sul sistema energetico-ambientale presente nonché in sviluppo.

Innanzitutto, la scrivente apprezza il tenore e gli approfondimenti condotti all'interno del Quadro Strategico ARERA 2026-2029 che ricostruiscono elementi rilevanti del complesso contesto attuale e prospettico dei settori regolati e delle relative norme.

In tale contesto in evoluzione, A2A sin dal 2020 si è impegnata verso il sistema, i consumatori e i propri azionisti con un commitment pluriennale di sviluppo con orizzonte al 2030, conscia che solo una view long term consente di sviluppare investimenti e servizi sostenibili e utili al Paese in modo efficiente. **Il nostro Piano 2024-2035 prevede un impegno complessivo di investimenti pari a 23 miliardi di euro** articolati tra economia circolare (26%) e transizione energetica (70%). Ad oggi sono stati conclusi o sono in cantiere investimenti per 8 miliardi di euro e molti progetti sono in arrivo.

Per il Gruppo A2A l'attività del regolatore ha una grande rilevanza, sia a tutela e garanzia della messa a terra del piano investimenti e della copertura dei costi dei servizi regolati sia sul piano della definizione del quadro di regole complessive che, anche nelle attività a mercato libero come il retail e la produzione di energia elettrica, ne determinano il perimetro e i vincoli.

Il Quadro Strategico costituisce uno strumento utile ed efficace per dare a consumatori ed imprese una linea guida programmatica pluriennale in cui situare le proprie attività e valutarne le aspettative. Esso dovrebbe, quindi, definire gli obiettivi per un efficace ed efficiente funzionamento del sistema attuale di erogazione dei servizi agli utenti da parte delle imprese, garantendone l'equilibrio economico-finanziario di lungo periodo ma, al contempo, assicurarne la resilienza in ottica contemporanea e futura puntando su linee di sviluppo che consentano un'evoluzione delle nuove tecnologie nell'ottica di miglioramento ed economicità dei servizi, sempre più innovativi e sostenibili.

Il 2026 si conferma l'anno più caldo dall'inizio delle serie climatiche complete, dopo le estati già eccezionalmente calde del 2023 e del 2024 e le **gravi siccità del 2022 e del 2026**, caratterizzate da una rapidissima riduzione della disponibilità della risorsa idrica. Questi eventi attestano un progressivo deterioramento del quadro geoclimatico complessivo, al quale **è necessario rispondere con decisione, intervenendo sulle criticità attuali e, soprattutto, pianificando soluzioni di lungo periodo**. La strategia indicata dalla UE e dall'Italia si fonda sul potenziamento delle infrastrutture, sulla gestione efficiente delle risorse, sulla decarbonizzazione dei consumi e su un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili.

A2A S.p.A.

Sede legale:
Via Lamarmora, 230
25124 Brescia
Tel. +39 030 3553.1
Fax +39 030 3553.204

Sede direzionale e amministrativa:
Piazza Trento, 7 • 20135 Milano
Tel. +39 02 7720.1 • Fax +39 02 7720.3920
PEC a2a@pec.a2a.eu
Web www.gruppoa2a.it

Capitale Sociale euro 1.629.110.744,04 i.v.
codice fiscale, partita IVA e n. iscrizione
Registro Imprese Brescia 11957540153
REA Brescia n. 493995

In Italia, nei settori del servizio idrico e della gestione dei rifiuti, permane un marcato divario territoriale in termini di infrastrutture e qualità dei servizi, senza evidenti segnali di riduzione: alcuni territori risultano particolarmente esposti agli effetti delle crisi climatiche mentre altri beneficiano di investimenti e servizi di eccellenza che, grazie a un'adeguata governance e a una regolazione efficace, potrebbero favorire la diffusione delle migliori pratiche adottate.

Le città si pongono, ancora una volta, come un motore e perno dello sviluppo del sistema. Il percorso di elettrificazione dei consumi è ancora ben lungi dall'essere completato e, soprattutto negli ambiti cittadini, esistono enormi spazi di crescita dei consumi legati a pompe di calore, mobilità elettrica e data center. Consumi che saranno concentrati durante i picchi estivi, già oggi di maggior stress per le reti su cui è necessario investire in termini di rinforzo/ammodernamento e in termini di sviluppo ed adozione di nuove tecnologie abilitanti. La crisi climatica impone un ripensamento dell'heating system complessivo e il teleriscaldamento può offrire una risposta che combina risparmi energetici, impiego di rinnovabili e recupero di calore.

Gli effetti climatici non hanno effetto esclusivamente locale ma impattano a livello transnazionale, soprattutto laddove i mercati sono interconnessi: quello italiano è uno dei più rilevanti ed è estremamente interconnesso, risentendo periodicamente delle condizioni climatologiche estreme degli altri Paesi. Dalla siccità in Francia - che può portare alla riduzione della produzione nucleare - agli episodi di dunkelflute nel Mare del Nord che 'spengono' l'eolico e il fotovoltaico del Nord Europa e i cui effetti economici si propagano in Italia. Per non parlare delle crisi geopolitiche internazionali, quali quella ucraina, che ha determinato, oltre ad uno stress sui mercati, una modifica sostanziale del portafoglio di approvvigionamento del gas da parte del nostro Paese - da pipeline a GNL - a quella di Hormuz i cui effetti prezzo e instabilità influenzano pesantemente oggi i mercati. Nonostante le crisi, occorre rilevare che i Paesi europei hanno dimostrato nel complesso una significativa capacità di tenuta e che **i mercati, pur attraversando alcuni periodi di forte tensione, hanno saputo reagire, garantendo la continuità degli approvvigionamenti a prezzi coerenti con il contesto.** Ciò è stato possibile grazie a mercati ampi, interconnessi e sottoposti ad un attento monitoraggio, alla presenza di operatori solidi e a regole eque e prevedibili.

La transizione energetica verso un sistema che impieghi sempre più rinnovabili fino al raggiungimento dei target del PNIEC e, più avanti, del Net Zero **è stata efficacemente avviata ma ancora molta strada deve essere fatta.** Solo negli ultimi 5 anni la percentuale di rinnovabili elettriche immesse nel sistema è passata dal 43% del 2020 ad oltre il 49% del 2025. Il numero di ore a prezzo zero o a prezzi molto bassi dimostra che anche in Italia (come già avvenuto in Spagna, Germania) i prezzi di mercato riflettono l'incremento delle FER e che questo fenomeno va gestito per non *tagliare* produzione rinnovabile che ha un valore. Il Rapporto 2025 ARERA sull'incentivazione delle fonti rinnovabili evidenzia che nel 2025 i consumatori hanno beneficiato di restituzioni (i.e. Cfd vs PUN ex DM FER 2018) per circa 35 milioni di euro. Il sistema è, quindi, in moto verso la direzione giusta.

L'evoluzione deve essere inquadrata nella sua complessità: mettere in esercizio ulteriori nuove rinnovabili vuol dire creare un ecosistema energetico composto da reti ed accumuli capaci di valorizzare la maggior parte possibile di energia rinnovabile prodotta così come **garantire al contempo adeguatezza e sicurezza al sistema in ogni condizione di esercizio,** anche in situazioni climatiche o di consumo inconsuete.

A fronte della richiesta del MASE¹ a Terna di effettuare “un’analisi in merito alle condizioni per l’eventuale ricorso al sistema di remunerazione della capacità per gli anni di consegna successivi al 2028”, il TSO ha evidenziato che “si osserva una concentrazione del rischio di dismissione entro il 2030 per cui, in assenza di un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità, ben 26,3 GW non sarebbero economicamente sostenibili e potrebbero essere dismessi” con rischio di tenuta del sistema elettrico.

Per quanto attiene al mercato della vendita è essenziale che, affinché un segmento già fortemente regolato possa sviluppare prodotti e servizi innovativi per accompagnare il consumatore nella transizione energetica, l’azione regolatoria sia attentamente pianificata e condivisa, evitando interventi frequenti e frammentati che rischiano di creare incertezze interpretative e disorientare il consumatore. Sarebbe quindi, utile, la partecipazione dei principali operatori all’Osservatorio Permanente della Regolazione per definire parametri standard di “fornitore virtuoso”, valorizzando gli operatori che adottano best practice e sistemi avanzati di monitoraggio della propria forza vendita.

Alla luce degli elementi sopra richiamati, la scrivente società formula le considerazioni nel seguito illustrate, auspicando che possano essere positivamente valutate ai fini della definizione del Quadro Strategico. In termini generali, si ritiene che **accanto ad un adeguato e necessario sistema di monitoraggio e di enforcement regolatorio, debbano essere rafforzate le azioni volte a sostenere lo sviluppo delle infrastrutture (reti e impianti) per garantire un’evoluzione resiliente del sistema nonché un’adeguata pianificazione e condivisione degli interventi regolatori.**

E’ di primaria importanza non deviare la barra dal percorso degli investimenti per la decarbonizzazione, salvaguardando asset e capabilities esistenti e, al contempo, prepararsi agli eventi climatici estremi. La politica energetica, il modello regolatorio e di mercato dovrebbero avere come faro la resilienza del sistema e delle infrastrutture attuali. Partire da qui per consentire agli operatori di sviluppare nuovi investimenti (con sistemi di remunerazione che permettano di attrarre i capitali necessari, soprattutto considerando il venir meno di una fonte di finanziamento importante quale è stato il PNRR) in reti elettriche, idriche, teleriscaldamento e nell’impiantistica dell’economia circolare. Da ultimo è opportuno confermare il disegno del mercato energetico che ha guidato gli ultimi venti anni e la libera concorrenza tra operatori efficienti.

I messaggi chiave

La regolazione deve agire da regista

Il ruolo del regolatore non è mai facile ma in questo momento è forse più difficile del solito in quanto i vincoli esterni – cambiamenti climatici e crisi internazionali – mordono con particolare forza.

Il Quadro Strategico ARERA è fortemente orientato al monitoraggio e alla verifica del comportamento degli operatori, aspetti che, come A2A, riteniamo importanti per garantire la fiducia degli investitori e dei consumatori. E su cui riteniamo di dedicare grandi energie ed attenzioni. **In parallelo, però, la regolazione**

¹ Art. 3, comma 2, del DM 9 maggio 2024.

deve assumere un ruolo da regista, anche sviluppando attività di advocacy presso gli altri stakeholder, per il mantenimento in efficienza delle infrastrutture esistenti e per i nuovi sviluppi.

- **Offrire ai consumatori servizi efficienti, sicuri e sostenibili a prezzi convenienti**

Permettere al settore retail di **consolidare gli importanti interventi regolatori degli ultimi anni**, garantendo la tutela dei consumatori attraverso un'attenta attività di enforcement, volta a correggere eventuali distorsioni, **senza soffocare le iniziative degli operatori** attraverso una standardizzazione delle offerte eccessiva che rischia di scoraggiare la proposta di servizi e prodotti innovativi e più adatti alle esigenze delle diverse tipologie di clienti (evitare la over regulation). L'attività di enforcement deve aiutare a consolidare questi risultati. Ulteriori interventi rischiano di impoverire il portafoglio di offerte disponibili ai clienti.

- **Agevolare nuove FER e BESS MA preservando il parco impianti esistente efficiente**

Il modello di mercato deve garantire equilibrio economico-finanziario per gli operatori efficienti. Se il futuro del sistema sarà sempre più imperniato su FER e BESS, sarà fondamentale garantire la sicurezza nei momenti critici preservando il parco esistente degli impianti termoelettrici efficienti, i quali devono poter coprire i costi attraverso un adeguato revenue stream tenendo conto che le diverse tecnologie non sono perfettamente sostituibili, in quanto garantiscono servizi e livelli di affidabilità differenti.

- **Regole per la partecipazione ai mercati chiare ed omogenee per tutti gli operatori, sia grandi che piccoli**

Importante l'attività di monitoraggio e verifica sui mercati energetici all'ingrosso a valle di regole chiare e condivise con gli operatori e coerenti con l'applicazione negli altri Paesi europei. Assicurare al mercato integrità e prevedibilità delle regole è necessario per fare investimenti e garantire il necessario equilibrio economico-finanziario degli operatori.

- **Sostenere i piani di sviluppo infrastrutturali dei DSO elettrici**

Affinché il settore della distribuzione elettrica possa svolgere pienamente il ruolo di facilitatore e propulsore della transizione energetica, deve essere assicurata una congrua remunerazione del capitale che renda attrattivo per gli investitori finanziare questo importante ciclo di investimenti.

- **Spingere sugli investimenti che servono al Paese: i settori ambientali, idrico e teleriscaldamento e non solo**

Nei settori ambientali permangono territori in condizioni subottimali dove è opportuno avviare cicli di investimenti (rifiuti e servizio idrico), mantenendo gli assetti e la regolazione in quei territori dove i servizi funzionano (i.e. trattamento dei rifiuti in Lombardia e presenza di operatori industriali nel settore idrico).

Nel settore termico le rinnovabili e il calore di recupero possono dare un contributo tutto da sviluppare, la regolazione non dovrebbe penalizzare le infrastrutture esistenti ma guardare al futuro.

I data center rappresentano un'importante occasione di sviluppo per il Paese per la quale le utilities come A2A risultano importanti soggetti abilitatori in termini di connessione alla rete, produzione dell'energia nonché per il recupero del calore in ottica economia circolare.

AREA AMBIENTE

Servizio Idrico Integrato

- **Investimenti ed infrastrutture idriche, importanza della gestione industriale del servizio (OS.14 – OS.18 - OS.19)**
 - **Attività di advocacy** da parte di ARERA per interventi e misure normative che consentano ai gestori che hanno raggiunto la scala industriale di non disperdere le competenze e la capacità di reperire risorse finanziarie sui mercati e realizzare gli investimenti in quei contesti caratterizzati dalla scadenza delle concessioni.
 - **Scongiorare il rischio che gli EgA possano spingere i gestori a ridurre gli investimenti in prossimità della scadenza delle concessioni al fine di contenere il valore residuo (VR) pagato al subentro.** L'intervento dell'Autorità per contenere il VR per favorire la rapida conclusione degli avvicendamenti gestionali deve riguardare esclusivamente il recupero in tariffa dei conguagli regolatori approvati e rimandati ad annualità future, integrando e rendendo più stringente la disciplina già prevista in MTI-4.
 - **Potenziare lo strumento della relazione semestrale alla Camera e al Senato sul riordino degli assetti del settore idrico per segnalare le criticità** riscontrate nel completamento della governance, evidenziando eventualmente anche il livello di efficacia delle scelte compiute in sede di affidamento, con la pubblicazione dei risultati raggiunti dai gestori in materia di qualità tecnica, qualità contrattuale e tasso di realizzazione degli investimenti programmati.
 - **Assicurare la corretta applicazione dello schema tipo di bando di gara**, affinché siano selezionati gestori unici d'ambito dotati di adeguate capacità tecniche e gestionali, monitorandone nel tempo l'efficacia. Un'attenta vigilanza di ARERA sull'applicazione dello schema risulta, inoltre, necessaria per evitare che, nelle gare finalizzate all'individuazione del socio privato di società miste, le stazioni appaltanti privilegino la ricerca di un mero partner finanziario, anziché di un socio industriale capace di apportare efficienza operativa, competenze specialistiche e know-how.
 - **Semplificare le misure e le condizioni per l'accesso a forme di finanza di progetto** attualmente previste per la realizzazione delle opere “non ulteriormente procrastinabili” in particolare per aiutare i gestori che stanno completando il subentro in gestioni in economia soprattutto nelle aree del Paese caratterizzate da un perdurante ritardo nella realizzazione degli investimenti.
- **Regolazione della qualità tecnica e contrattuale (OS.7)**
 - **Aumentare il livello di trasparenza dell'istruttoria** effettuata dall'Autorità per le valutazioni legate al meccanismo incentivante della qualità, al fine di accrescere la consapevolezza da parte dei gestori circa le ragioni che hanno comportato l'esclusione temporanea delle premialità e in ottica di stimolo per l'intero comparto industriale.

Rifiuti: igiene urbana

- **Applicazione omogenea e condivisa degli schemi di Contratto Tipo e di Bando di Gara e coordinamento con MTR (OS.1 - OS.7 - OS.15 – OS.17 – OS.18 – OS.19)**
 - **Conferma dell'approccio regolatorio neutro rispetto alla tipologia di affidamento** (in house/mercato) e che privilegi il conseguimento di efficienze di costo e servizi di qualità che rispettino i mandati regolatori, anche laddove l'Autorità crei dei percorsi di facilitazione delle aggregazioni.
 - **Rafforzare le attività di vigilanza, controllo e monitoraggio di ARERA, al fine di assicurare la piena coerenza tra la disciplina regolatoria e le procedure/bando di gara per l'affidamento del servizio di igiene urbana.** A 9 mesi dall'entrata in vigore dell'obbligo di adottare lo schema tipo, si riscontra ancora un numero significativo di bandi non conformi, anche a causa della complessità della materia e dell'assenza di linee guida e strumenti operativi, quali un vademecum, in grado di supportare gli enti appaltanti nella predisposizione degli atti di gara. È, inoltre, necessario che ARERA chiarisca in modo univoco, nella fase di esecuzione del contratto, il rapporto tra il PEFA presentato in sede di offerta, i corrispettivi riconosciuti al gestore e l'applicazione del metodo tariffario.
 - **Rafforzamento della collaborazione istituzionale e di coordinamento fra disciplina regolatoria e disposizioni contenute nel Codice dei contratti pubblici** al fine di garantire un efficientamento della governance e ridurre il rischio di affidamenti diretti rispetto a procedure competitive che garantiscono il maggior beneficio agli utenti.
 - **Attività di supporto a ETC, Stazioni Appaltanti e Gestori** per una corretta applicazione della regolazione, togliendo spazio a discrezionalità ed interpretazioni.
 - **Valutare attentamente gli impatti dell'eventuale inclusione degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani nel sistema EU ETS**, al fine di evitare distorsioni concorrenziali e indebiti vantaggi competitivi a favore delle discariche. Qualora i termovalorizzatori fossero ricompresi nel meccanismo ETS 1, sarebbe necessario assicurare il pieno riconoscimento dei relativi costi nell'ambito della TARI.
- **Regolazione dei corrispettivi TICSER (OS.16)**
 - **Garantire cautela e gradualità nell'applicazione del TICSER**, al fine di contenere le complessità operative ed evitare soluzioni applicative disomogenee, preservando al contempo la libertà dei gestori di individuare le strategie più efficaci per la misurazione dei rifiuti prodotti dalle utenze, anche mediante metodologie indirette.
 - **L'aggiornamento dei contenuti dei documenti di fatturazione** sia impostato secondo criteri di efficienza e in ottica di minimizzazione dei costi.

Rifiuti: impiantistica trattamento

- **Conferma del modello asimmetrico per la regolazione degli impianti di trattamento in linea con le disposizioni del PNGR (OS.12 – OS.15)**
 - **Lasciare in carico alle Regioni le valutazioni** in merito alla necessità di applicare una regolazione delle tariffe al cancello sulla base della sussistenza dei requisiti previsti dal PNGR. Tale impostazione

garantisce di individuare le aree dove sono necessarie forme di regolazione tariffaria a sostegno degli investimenti, lasciando invece in regime di libero mercato quelle realtà territoriali che non necessitano di tali misure.

- Per contribuire a **colmare il deficit impiantistico dei territori carenti**, con riferimento ai nuovi impianti qualificati come “minimi”, si ritiene necessario che:
 - la regolazione introduca meccanismi, anche straordinari, volti a garantire la copertura degli oneri derivanti da eventuali fenomeni di morosità che potrebbero compromettere la sostenibilità del nuovo investimento;
 - la qualifica di impianto “minimo” abbia durata pluriennale, anziché biennale, così da assicurare un’adeguata copertura tariffaria degli investimenti. Questa stabilità consentirebbe all’operatore di programmare l’investimento nel quadro tariffario definito da ARERA, garantendo il corretto recupero degli ammortamenti e una pianificazione di lungo periodo, comprensiva dell’eventuale recupero dei costi eccedenti il cap.
- **Regolazione della qualità contrattuale e tecnica (OS.12 - OS.17)**
 - **Introdurre un sistema incentivante basato su premi e penalità**, volto anche a promuovere la realizzazione di investimenti impiantistici nelle aree del Paese maggiormente carenti. A tal fine, appare opportuno valutare sin d’ora l’istituzione di una specifica componente perequativa destinata a finanziare il meccanismo premiale.
 - **Diversificare l’inserimento nella matrice degli schemi regolatori del TQRIF per ciascun gestore operante nell’affidamento**. In molti casi, seguendo una logica conservativa, i Comuni prediligono mantenere la gestione in Schema I per non attribuirsi direttamente standard più elevati, anche in quei casi in cui il gestore della raccolta è dotato di tutte le capacità tecnologiche e organizzative per offrire un servizio avanzato.
 - **Definire in maniera univoca il perimetro delle responsabilità tra i singoli gestori del servizio nel calcolo degli standard ed indicatori di qualità** anche alla luce delle attività di vigilanza e controllo.

Teleriscaldamento (OS.13)

- **Metodo del costo evitato**: si è rivelato adeguato a garantire la tutela dei consumatori finali senza compromettere l’equilibrio economico finanziario degli operatori (clausola di salvaguardia) e fornendo un segnale per gli investimenti in decarbonizzazione (premialità ambientale). Tuttavia, le **modifiche proposte nel recente DCO 293/2026/R/tlr risultano, nei fatti, orientate esclusivamente a penalizzare gli investimenti in fonti rinnovabili/calore di scarto**, sia esistenti sia di nuova realizzazione, paventando un’estrazione di presunti extraprofitti con il rischio di compromettere il percorso di decarbonizzazione e i relativi benefici economici derivanti da una riduzione dell’utilizzo di gas nel mix di generazione termico. La modalità proposta, oltre a disincentivare il percorso di decarbonizzazione, porta, paradossalmente a privilegiare maggiormente la produzione da combustibili fossili che non hanno alcun tipo di cap nella loro traslazione agli utenti in tariffa.

- **E' necessario che il metodo tariffario a regime fornisca tutti gli strumenti per stimolare la realizzazione di nuova capacità termica da fonti rinnovabili, inclusi i recuperi di calore di scarto (ad esempio da data center),** che al momento non possono beneficiare di meccanismi di supporto e, anche qualora vengano introdotti, rischierebbero di essere penalizzati in sede di procedure competitive da un quadro regolatorio eccessivamente rigido. Il calore di recupero deve essere valutato, all'interno del vincolo tariffario, al valore del costo evitato gas del consumatore in quanto, in alternativa, questi pagherebbe il costo di una caldaia condominiale.

Non abbandonare il percorso per una possibile introduzione di un modello tariffario cost to serve, anche prevedendo forme di applicazione su base volontaria e di carattere sperimentale per valutarne i reali impatti sull'esercizio delle reti esistenti e sullo sviluppo di nuovi sistemi efficienti.

- Al fine di consentire al Paese di sviluppare la filiera dei data center in ottica di economia circolare, è necessario che **il metodo regolatorio consideri il calore recuperato dai data center tramite pompa di calore al pieno del proprio contributo, valorizzandolo al costo evitato dei clienti finali.**

Rinnovabili (OS.20 – OS.25)

- **Proseguire nell'implementazione di meccanismi, anche innovativi, per lo sviluppo e la valorizzazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili**
 - **Gli strumenti di contrattualizzazione a lungo termine rappresentano la soluzione più efficace per conciliare lo sviluppo delle rinnovabili con il trasferimento immediato e stabile dei relativi benefici ai consumatori.** A tal fine è necessario implementare regole di mercato per consentire la diffusione dei PPA (anche a clienti con consumi non elevati) e per ridurre il rischio credito e dare un criterio di priorità ai PPA long term, di durata almeno pari a 10/15 anni in quanto maggiormente in grado di sostenere investimenti per la decarbonizzazione.
 - **Il DM FER Z** rappresenta la naturale evoluzione da strumenti di sostegno (nella forma di incentivi) a meccanismi di mercato: ad esso dovranno essere affiancate altre modalità di remunerazione come i PPA e lo strumento dell'Energy Release. L'insieme di queste misure dovrà essere debitamente programmata al fine di conferire un quadro regolatorio stabile di medio-lungo termine che consenta una corretta pianificazione degli investimenti da parte degli operatori.
 - **Portare a compimento la riforma delle connessioni,** superando le criticità legate alla saturazione virtuale delle reti per effetto dello sviluppo di nuova capacità rinnovabile prevedendo regole certe e tempistiche/responsabilità chiare tra TSO e produttori. Allo stesso modo, occorre introdurre interventi analoghi anche lato “domande di connessione” sulle reti di distribuzione dovute in particolare alle richieste per nuovi Data Center.
 - **Avviare la definizione di un quadro regolatorio dedicato alla cattura, trasporto e stoccaggio della CO2** coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione al fine di garantire un level playing field tra tutti i possibili utilizzatori e trasparenza nelle informazioni.
 - **Con riferimento al curtailment dell'energia prodotta da impianti FER** – fenomeno che è cresciuto in maniera rilevante nell'ultimo anno – è necessario, da un lato, rafforzare la trasparenza e il monitoraggio

dei “tagli” praticati (ad esempio rendendo pubbliche e disponibili agli operatori dati e informazioni relativi ai singoli impianti) e, dall’altro lato, potenziare gli strumenti regolatori dedicati al ristoro dei mancati ricavi da parte dei produttori, con particolare riferimento agli impianti che hanno optato per forme di remunerazione alternative ai DM FER X.

AREA ENERGIA

- **Mercati elettrici efficienti, integrati e flessibili (OS.20)**

- **Capacity Market:** è urgentissimo calendarizzare ed avviare le aste per le consegne dal 2028 al 2032, riflettendo anche sugli economics del premio al fine di garantire la sostenibilità della capacità programmabile, evitare dismissioni premature degli impianti essenziali e mantenere un equilibrio tra sicurezza del sistema, decarbonizzazione ed efficienza economica. Inoltre, è necessario avviare fin da subito un confronto con gli operatori per disegnare un meccanismo per il post 2032. È fondamentale preservare la complementarità tra Capacity Market e MACSE, evitando di creare due strumenti concorrenti per gli accumuli. Il Capacity Market è, infatti, finalizzato a sostenere la capacità programmabile necessaria all’adeguatezza del sistema, mentre il MACSE rappresenta lo strumento dedicato allo sviluppo degli accumuli e alla gestione dell’*overgeneration*. Le future aste dovranno, pertanto, evitare distorsioni nei segnali di investimento e garantire il conseguimento degli specifici obiettivi per cui ciascun meccanismo è stato introdotto.

In tal senso, i ricavi ottenibili da un mercato spot incentrato sul costo variabile (con rendite inframarginali limitate) cui si sommano i premi ottenuti dal Capacity Market potrebbe generare criticità al sistema in quanto gli impianti rischierebbero di non coprire i costi. Il Rapporto Adeguatezza di Terna evidenzia criticità in caso di chiusure di parte della flotta termoelettrica. Il *missing money* della capacità termoelettrica risulta ulteriormente accentuato dal fenomeno di sostituzione emerso nelle aste del Capacity Market e riconosciuto dalla stessa Terna, in cui nuova capacità BESS ha preso il posto di capacità termoelettrica esistente. Tale dinamica appare particolarmente rilevante se si considera che Capacity Market e MACSE perseguono obiettivi distinti: il primo è finalizzato all’adeguatezza del sistema elettrico, mentre il secondo è lo strumento individuato dal legislatore per promuovere lo sviluppo degli accumuli e la gestione dell’*overgeneration*. Le due tecnologie non sono perfettamente sostituibili, in quanto garantiscono servizi e livelli di affidabilità differenti. Per questo motivo, le aste del Capacity Market con delivery fino al 2032 dovranno garantire la permanenza in esercizio della necessaria capacità termoelettrica programmabile, evitando fenomeni di *cherry picking* delle BESS tra i due meccanismi che rischierebbero di alterare i corretti segnali di investimento e di compromettere il raggiungimento degli specifici obiettivi per cui ciascun meccanismo è stato introdotto.

- **Enforcement & REMIT:** la vigilanza sui comportamenti degli operatori è sicuramente un’attività utile al sistema ma si auspica che, con riferimento al REMIT, l’enforcement sia armonizzato a livello europeo, in quanto i mercati energetici sono tutti profondamente interconnessi, e sia basato su principi di proporzionalità, certezza del diritto e trasparenza, evitando interpretazioni nazionali che introducano

criteri non previsti dalla normativa UE e che possano generare incertezza regolatoria, distorsioni di mercato e disincentivi agli investimenti.

- **PPA:** è opportuno favorire lo sviluppo di un mercato dei PPA e dei CfD liquido, stabile e competitivo, promuovendo contratti di lungo termine (di durata non inferiore a 15 anni), certezza regolatoria, standardizzazione dei prodotti e semplificazione autorizzativa per sostenere gli investimenti in nuove rinnovabili, ridurre il rischio degli operatori e accelerare la decarbonizzazione.
- **Integrazione Mercati Power Europei:** è opportuno rafforzare l'integrazione dei mercati elettrici europei, inclusi dispacciamento e bilanciamento, attraverso market coupling, interconnessioni transfrontaliere e regole armonizzate, evitando interventi nazionali non coordinati che possano generare distorsioni e inefficienze.
- **Rimuovere le barriere alla partecipazione di demand response, accumuli e risorse distribuite, assicurando neutralità tecnologica, adeguata remunerazione della capacità** e un quadro regolatorio stabile prima dell'avvio degli obblighi; valorizzare il ruolo dell'idroelettrico, degli aggregatori e dei DSO nella flessibilità locale, garantendo la copertura dei costi e il coordinamento con i servizi ancillari globali di Terna.
- **Definire in tempi utili la riforma del settlement elettrico,** prevedendo momenti tecnici periodici tra Acquirente Unico, Autorità e operatori, e garantire la neutralità economica dei distributori rispetto alle perdite di rete e agli usi propri, evitando l'esposizione ai rischi di prezzo dei mercati energetici.
- **Decarbonizzazione del settore gas (OS.21)**
 - **Mercati GAS:** è opportuno accompagnare la riduzione dei consumi di gas prevista dal PNIEC con un quadro regolatorio che promuova efficienza, selettività degli investimenti e aggregazione degli operatori, orientando le risorse verso interventi realmente necessari alla sicurezza e alla qualità del servizio e rafforzando gli incentivi al contenimento dei costi. Parallelamente, occorre favorire una maggiore integrazione dei mercati europei del gas, migliorando l'allocazione della capacità, l'interoperabilità delle infrastrutture e la flessibilità del sistema, preservando al contempo la libera formazione dei prezzi, la concorrenza e la sostenibilità economica per gli utenti finali.
 - **Evoluzione della regolazione della distribuzione gas nel contesto della decarbonizzazione:** si condivide l'allineamento della regolazione agli obiettivi del PNIEC e alla riduzione dei consumi di gas, ma si evidenzia la necessità di garantire la sostenibilità economica del servizio attraverso una maggiore selettività degli investimenti, incentivi all'efficienza della spesa e una regolazione tariffaria che privilegi sicurezza, qualità del servizio e aggregazione degli operatori, evitando investimenti non coerenti con il calo della domanda.
 - **Sviluppo dei gas rinnovabili e del biometano:** si condivide l'obiettivo di integrare biometano, gas sintetici e low-carbon nei mercati all'ingrosso, valorizzandone il contributo alla decarbonizzazione. In particolare, si sostiene l'incremento della flessibilità commerciale e operativa per il biometano, il completamento della regolazione delle connessioni e delle immissioni in rete, la semplificazione autorizzativa e l'introduzione di un nuovo quadro di incentivi stabile e coerente con gli obiettivi

nazionali. Si evidenzia, inoltre, la necessità di favorire gli investimenti, sostenere la riconversione degli impianti biogas, garantire la continuità operativa degli impianti esistenti e mantenere adeguati segnali economici per gli operatori del settore.

Infrastrutture energetiche

- **Sviluppo selettivo, riconoscimento dei costi e riforma dei servizi infrastrutturali (OS.23 - OS.24)**
 - **Prevedere un'applicazione graduale e selettiva del ROSS integrale alla distribuzione elettrica**, avviando i nuovi criteri **dal 2028** su un **panel circoscritto di imprese** (operatori con almeno 500.000 POD), mantenendo metodologie semplificate e parametriche per gli operatori minori, accompagnandole con una rapida definizione delle regole e con incentivi alle aggregazioni.
 - **Applicazione della regolazione ROSS alla distribuzione del gas naturale**: la progressiva riduzione dei consumi di gas seguito dell'elettrificazione deve essere accompagnata da una **costante attenzione alla sostenibilità economica del servizio** per gli utenti finali. In particolare, appare necessario affiancare agli obiettivi di decarbonizzazione una maggiore selettività degli investimenti ammessi al riconoscimento tariffario, il rafforzamento degli incentivi all'efficienza della spesa in conto capitale e una valutazione dell'efficacia degli strumenti regolatori esistenti, con particolare riferimento al **meccanismo di incentivazione previsto per il mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate**. Tale approccio, già avviato nell'ambito del servizio di trasporto, si auspica possa trovare compimento anche nella nuova regolazione tariffaria che l'Autorità sta definendo per la distribuzione gas a partire dal 2028. Considerata la diffusa inapplicabilità delle nuove regole ROSS prospettate nel recente DCO 267/2026/R/gas e la sostanziale assenza di indicazioni su quale metodologia tariffaria alternativa si applicherà ai numerosi operatori/ATEM esclusi, l'auspicio è che la regolazione in vigore nel prossimo periodo sia fattivamente in grado di garantire efficienza operativa e sicurezza del sistema di distribuzione grazie alla selettività degli investimenti in grado mantenere ottimi standard di funzionamento della rete, senza tuttavia prevedere estensioni poco in linea con la costante decrescita dei consumi già registrata e prevista per i prossimi anni. È auspicabile, inoltre, che la regolazione proponga meccanismi di incentivazione alle aggregazioni degli operatori e rimuova gli attuali disincentivi implicitamente presenti nella metodologia di riconoscimento dei costi operativi.
 - **Prevedere un'evoluzione del WACC**, anche mutuando da strumenti applicati da altri Regolatori europei, valutando, dal 2028 nell'ambito dell'avvio del nuovo periodo regolatorio TIWACC, il riconoscimento di una **maggiorazione del premio di rischio** ("uplift") al costo del capitale K_e per riflettere rischi specifici incrementali non catturati dal modello di calcolo standard e non neutralizzati dal regime tariffario, quali ad esempio i maggiori rischi derivanti dalle esigenze di aumento dell'hosting capacity delle reti di distribuzione. La necessità di finanziamento del nuovo debito, anche alla luce dell'esaurimento della leva del PNRR, richiede una **revisione del K_d** in relazione ai **criteri di ponderazione** tra **debito nuovo** ed **esistente** (oggi pari a 15%-85%), prevedendo: (i) la **ponderazione del costo del debito esistente** mediante ancoraggio all'**effettivo investimento sostenuto** nei singoli anni dai DSO e (ii) l'**assegnazione di una maggiore rilevanza alla quota di nuovo debito**, in

considerazione sia dell'**atteso incremento degli investimenti** delineato dai piani strategici dei Distributori, sia delle **esigenze di rifinanziamento** per investimenti già realizzati.

- **Utilizzo “diagnostico” dell’indice RORE**, definendo in modo più puntuale i criteri di calcolo e le modalità di confronto preventivo tra ARERA e gli operatori, al fine di rendere l’indicatore maggiormente **aderente alla realtà economica del Distributore**, riducendo così possibili distorsioni tra performance regolatoria e performance gestionale.
- **Incentivi agli investimenti di sviluppo nelle reti elettriche:**
 - rivedere il meccanismo premiale così da renderlo stabile e pluriennale, al fine di ridurre l’incertezza regolatoria e favorire interventi complessi per rinforzi di rete, automazione, elettrificazione e incremento della hosting capacity;
 - allineare tempi e finestre di candidatura, estendendo ad almeno 6 anni il termine per completare gli interventi complessi ed introdurre una finestra intermedia di candidatura negli anni pari, senza modificare il cap economico complessivo, per migliorare la selezione e la flessibilità del portafoglio investimenti;
 - incrementare il cap degli investimenti candidabili (da 85 €/POD a 150 €/POD), evitando il frazionamento artificiale degli interventi strutturali e i conseguenti impatti negativi su qualità del servizio e capacità di accoglimento delle fonti rinnovabili;
 - rivedere la metodologia di calcolo dei benefici, integrando opportunamente le Linee Guida affinché valorizzino adeguatamente anche i benefici degli interventi destinati all’elettrificazione dei consumi e forniscano al Distributore un corretto segnale di prioritizzazione degli interventi necessari al Sistema e in generale volti a migliorare le capacità prestazionali della rete.
- **Concessioni di distribuzione elettrica:** riconoscere la rimodulazione delle concessioni prevista dalla Legge di Bilancio 2025 come fattore abilitante degli investimenti, assicurando certezza sulla remunerazione, coordinamento con i piani di sviluppo, valorizzazione delle specificità territoriali e delle performance conseguite ed efficientamento degli assetti di rete.
- **Razionalizzare i Piani di investimento:** coordinare i diversi obblighi di pianificazione oggi stratificati per rendere più efficiente la predisposizione e l’approvazione dei Piani, migliorarne l’efficacia realizzativa e garantire il riconoscimento tariffario degli interventi inclusi.
- **Proseguire nel percorso di revisione e aggiornamento delle tipologie contrattuali e delle articolazioni tariffarie volte a favorire l’elettrificazione dei consumi, con particolare riferimento allo sviluppo della mobilità elettrica:** l’introduzione di misure volte a stimolare un utilizzo efficiente delle reti, l’applicazione di tariffe monomie (come la BTVE, eventualmente da estendere anche alla media tensione) differenziate per fasce orarie, l’introduzione di una tariffa dedicata alle pertinenze abitative e la riduzione dei costi di connessione (anche subordinata all’utilizzo efficiente della rete) rappresentano strumenti sicuramente utili per fornire uno stimolo allo sviluppo di nuove infrastrutture di ricarica.

- **Garantire la concorrenza dei mercati retail proteggendo i consumatori (OS.22)**

- **Trasparenza e strumenti informativi:** si condivide l'obiettivo di rafforzare la trasparenza nel mercato retail attraverso il potenziamento del Portale Offerte e del Portale Consumi, purché tali strumenti valorizzino le caratteristiche distintive e innovative delle offerte, **evitando confronti basati esclusivamente sul prezzo.**
- **Evitare l'over-regulation del mercato libero:** pur perseguendo la tutela dei consumatori, si ritiene necessario evitare eccessivi interventi regolatori e standardizzazioni che limitino la concorrenza e l'innovazione, rischiando di snaturare il mercato libero e di renderlo assimilabile ai regimi tutelati.
- **Programmazione delle modifiche al Codice di Condotta Commerciale:** i futuri interventi regolatori dovrebbero essere definiti attraverso una roadmap condivisa con gli operatori, graduale e prevedibile, per consentire un'adeguata pianificazione degli adeguamenti (anche informatici) e contenere i costi di implementazione.
- **Contrarietà al consenso esplicito da parte del cliente per modifiche contrattuali e rinnovi:** il DCO 304/2026/R/com prevede il superamento del meccanismo del silenzio-assenso, anche per i rinnovi delle condizioni economiche in scadenza, in favore del consenso esplicito, rischiando di avere come effetto collaterale l'impoverimento del portafoglio di offerte proposte ai clienti, in particolare proprio delle offerte a prezzo fisso che in più occasioni sono state in grado di proteggere i clienti che le avevano scelte dagli effetti negativi delle crisi energetiche degli ultimi anni.
- **Switching, turismo energetico e sistema indennitario:** si condividono gli interventi per rendere più efficienti le procedure di switching, accompagnati però da misure efficaci contro il turismo energetico; contestualmente si esprime contrarietà alla riduzione dell'indennizzo riconosciuto al venditore uscente, in quanto lesiva dell'efficacia del sistema nel contrasto alla morosità.

Regolazione e sostenibilità

OS.5 Analisi della regolazione e dialogo strutturato con i portatori di interessi

Legare l'azione regolatoria agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile Agenda ONU 2030 (SDGs)

- In continuità con la precedente Consiliatura, associare gli Obiettivi Strategici del Quadro Strategico agli SDGs dell'ONU e indicare, per ciascun provvedimento adottato, gli Obiettivi Strategici di riferimento. Tale impostazione consentirebbe di rendere più evidente e misurabile il contributo dei settori regolati agli obiettivi di accesso all'energia, disponibilità di acqua pulita e gestione sostenibile delle risorse.
- Avviare tavoli di lavoro con gli stakeholder per definire metriche e strumenti di rendicontazione idonei a misurare il contributo dei settori regolati agli obiettivi di sostenibilità.
- Valorizzare maggiormente il ruolo della regolazione nel sostenere e orientare il percorso di decarbonizzazione.