

Quadro strategico 2026-2029

Consultazione ARERA 244/2026/A del 14 luglio 2026

Osservazioni di Elettricità Futura

15 settembre 2026

Elettricità Futura – associazione che rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico italiano e componente di Eurelectric a livello europeo – apprezza l’iniziativa dell’Autorità di dotarsi, sin dall’inizio del mandato della V Consiliatura, di un Quadro strategico pluriennale nei settori regolati.

L’Associazione, infatti, ritiene che la diffusione delle Linee Strategiche della propria azione futura – ancor più se previamente consultate per innestare i contributi degli operatori di reti e di mercato, quali quelli che seguono- sia un’iniziativa meritoria di codesta Autorità. Ciò in quanto è essenziale e quantomai opportuno per un Regolatore Energia che abbia a cuore l’integrità dei mercati e la promozione degli investimenti “utili” alla competitività, sicurezza e decarbonizzazione delle filiere regolate, rendere quanto più “prevedibile” nel merito e condiviso con gli operatori il programma strategico dei propri interventi di regolazione e di *enforcement* regolatorio. Si tratta, infatti, di esplicitare e condividere i principi, i valori ed i criteri direttivi che guideranno la regolazione nei prossimi quattro anni, ferme restando flessibilità ed autonomia per l’Autorità quanto a modalità specifiche di intervento introdotte nei singoli procedimenti.

Il contributo di Elettricità Futura è qui organizzato, per quanto possibile, secondo questa metrica: per ogni tematica affrontata, sono riscontrati, commentati o aggiunti elementi direttivi di tipo strategico a quelle che appaiono emergere come linee strategiche nel documento n.244/2026 mentre nel seguito sono riportate linee di intervento più di dettaglio per alcune tematiche di prossima trattazione da parte dell’Autorità.

L’Associazione auspica che il proprio contributo possa essere integralmente recepito nel Quadro Strategico definitivo e, qualora lo fosse solo parzialmente, chiede sin da ora di partecipare ad un confronto intenso con l’Autorità ed i suoi Uffici, per affrontare quegli aspetti strategici o di intervento che non avessero trovato accoglimento nel Quadro in consultazione.

OBIETTIVI STRATEGICI 2026-2029 E LINEE DI INTERVENTO: TEMI TRASVERSALI

A. Proteggere il consumatore e rafforzare la fiducia in un mercato che sia in grado di trasferire i relativi benefici

Elettricità Futura condivide l’obiettivo di rafforzare la fiducia dei consumatori nei mercati energetici. In questi settori, la fiducia è strettamente correlata alla qualità degli interlocutori primari del consumatore, cioè i venditori.

In tal senso, la regolazione dovrebbe individuare la garanzia di concorrenzialità del mercato nell’affidabilità dei venditori, più che nella loro numerosità.

Un’elevata qualità dei venditori permette in aggiunta di limitare gli interventi correttivi.

Secondo l’associazione, l’azione di vigilanza - richiamata in numerosi ambiti del presente quadro - dovrebbe rimanere proporzionata ai rischi effettivi, senza gravare con interventi generalizzati sugli operatori già conformi.

Gli interventi regolatori dovrebbero inoltre valorizzare tutti gli aspetti di una proposta commerciale, non il solo prezzo, e non dovrebbero prevedere elementi ostativi all’innovazione per prodotti commerciali che meglio soddisfano le esigenze dei clienti finali.

Gli strumenti di tutela infine dovrebbero essere applicati solo alle categorie di clienti realmente meritevoli.

Sulla base di questi indirizzi, l’Associazione riporta nel seguito alcune osservazioni e proposte di miglioramento relative agli ambiti di intervento e strumenti per la tutela del consumatore richiamati in ciascun obiettivo specifico del piano.

OS.1 Rafforzare le tutele per il consumatore

Trasparenza ed empowerment del consumatore sono al centro dell'obiettivo, con il rafforzamento dello Sportello per il consumatore in ottica deflattiva del contenzioso e iniziative di divulgazione territoriale con le associazioni. Nei settori energetici si prevedono interventi nei seguenti ambiti: potenziamento del Portale Offerte e integrazione con il Portale Consumi, maggiori obblighi informativi dei venditori per la comparabilità delle offerte, completamento della regolazione del TIQV e sviluppo di uno "spazio virtuale" interattivo basato su IA. Sul fronte della vulnerabilità: bonus sociale per il telecalore (ex. DL 21/2026), semplificazione dell'erogazione, tutele rafforzate per i consumatori in disagio (Delibera 138/2026/R/com) e per quelli colpiti da eventi calamitosi (Delibera 43/2026/R/com). Previsto il potenziamento del Servizio Conciliazione, con valutazione di un terzo livello decisorio avanti all'Autorità.

Portale Offerte ed Elenco Venditori

Il potenziamento del Portale Offerte non dovrebbe tradursi in un confronto incentrato esclusivamente sul prezzo: la scelta di un fornitore dipende anche da altri fattori ed elementi – qualità del servizio, capacità di presidiare i rischi del mercato, disponibilità di canali di assistenza diversificati, nonché di valorizzare i vantaggi delle proposte bundle (comprese quelle integrate con servizi di telecomunicazione), strumenti digitali e programmi di fidelizzazione – che il Portale dovrebbe poter rappresentare senza sostituirsi al venditore nella relazione con il cliente. La standardizzazione richiesta dall'Autorità dovrebbe riguardare il "linguaggio"/nomenclatura utilizzati nel Portale e le modalità di rappresentazione delle informazioni essenziali, non i prodotti commerciali, per non comprimere l'innovazione e la personalizzazione che caratterizzano il mercato libero.

Sul fronte dell'Elenco Venditori, l'Associazione valuta positivamente l'intenzione di rivedere i requisiti di accesso e permanenza, a condizione che la revisione sia orientata a una selezione effettiva degli operatori meno affidabili e non si traduca in un ulteriore aggravio per gli operatori che già rispettano requisiti di onorabilità, solidità finanziaria e cultura della compliance. Si ritiene infatti necessario superare l'idea che un elevato numero di operatori costituisca di per sé un indice di maggiore concorrenza: la qualità del confronto competitivo rileva più della sua mera numerosità. Si propone quindi di rafforzare i requisiti di natura finanziaria per l'accesso e si suggerisce di valutare l'introduzione di un meccanismo di innalzamento dei requisiti di permanenza al raggiungimento di soglie prefissate di clienti serviti, ad esempio mediante un ulteriore aumento del capitale sociale versato o il rispetto di standard che certifichino le competenze aziendali in materia di gestione dei rischi energetici. Gli attuali requisiti di accesso all'Elenco Venditori consentono l'accreditamento di un numero molto elevato di soggetti, in larga parte di piccola dimensione e scarsamente patrimonializzati, con conseguenti rischi lungo la filiera e una maggiore esposizione a pratiche commerciali scorrette, senza un corrispondente beneficio per il mercato.

Si ritiene di uguale rilievo l'introduzione di una disciplina volta a garantire onorabilità e professionalità dei soggetti che operano come intermediari nella vendita di energia, i quali nella maggior parte dei casi si relazionano direttamente con i clienti finali.

Semplificazione e standardizzazione delle offerte contrattuali

Si condivide l'obiettivo di rendere le offerte commerciali e la documentazione contrattuale più chiare e comprensibili. Si segnala tuttavia il rischio che la continua ricerca di maggiore standardizzazione si traduca in un'eccessiva omologazione delle proposte, comprimendo gli spazi di innovazione commerciale, in particolare per le offerte dinamiche, i prodotti integrati con servizi di efficienza energetica e le soluzioni dedicate all'autoconsumo e alla mobilità elettrica. Si chiede pertanto di focalizzare gli sforzi per standardizzare le modalità di rappresentazione delle informazioni essenziali, quali la struttura del prezzo, la durata delle condizioni economiche, i servizi inclusi, le principali clausole contrattuali e gli indicatori di qualità, ma evitando che la standardizzazione comunicativa abbia come ultimo effetto una standardizzazione del contenuto delle offerte stesse, che nel mercato libero, proprio per la natura di questo segmento, dovrebbe essere lasciato liberamente all'innovazione delle imprese di vendita.

Coinvolgimento delle associazioni, indagini e dati di performance

Il coinvolgimento delle associazioni di categoria nella divulgazione territoriale è un'iniziativa positiva, a condizione che tutti i soggetti coinvolti dispongano di adeguata competenza tecnica e di una conoscenza

aggiornata della regolazione e del funzionamento dei mercati energetici, anche mediante percorsi di formazione continua. Questo al fine di evitare che informazioni e conoscenze parziali incidano negativamente sulla capacità di compiere scelte consapevoli, con potenziali effetti controproducenti per tutte le parti coinvolte. Si ritiene utile istituzionalizzare momenti periodici di confronto tra ARERA, operatori e associazioni dei consumatori, finora organizzati solo “all’evenienza” per discutere di temi specifici trasversali.

Indagini demoscopiche

Si chiede che le indagini demoscopiche sulla soddisfazione della clientela siano precedute da una fase di consultazione con gli stakeholder, imprese di vendita incluse che costituiscono il principale punto di contatto con il consumatore e possono contribuire alla qualità metodologica delle rilevazioni e all’interpretazione dei risultati.

Dati di performance economica dei venditori

Con riferimento alla prospettata pubblicazione di dati relativi alle performance economiche dei fornitori, si segnala che la nozione è suscettibile di diverse interpretazioni e richiede una definizione preventiva e condivisa, anche perché alcuni dati economici e gestionali costituiscono elementi sensibili delle strategie competitive delle imprese. Si ritiene pertanto preferibile orientare la comunicazione verso indicatori oggettivi e omogenei relativi alla qualità del servizio, al rispetto degli standard regolatori, ai livelli di assistenza e alla gestione dei reclami.

Rapporto tra distributore e venditore

Nei casi in cui i venditori debbano acquisire informazioni ai fini di rispondere ai reclami dei clienti finali, si propone di valutare meccanismi che riequilibrino le responsabilità lungo l’intera filiera .

Perimetro di applicazione delle tutele

Si osserva che i testi integrati che prevedono tutele a favore dei clienti adottano spesso un perimetro molto ampio, di norma i clienti connessi in bassa tensione, per l’energia elettrica, o con consumi annui inferiori a 200.000 smc, per il gas naturale, come nel caso del codice di condotta commerciale o della disciplina del recesso. Tale perimetro ricomprende impropriamente soggetti non meritevoli di tutela, quali catene commerciali o istituti bancari titolari di numerosi punti di prelievo in bassa tensione. Si propone di restringere tali perimetri ai soli clienti domestici o comunque di escludere le imprese, anche se allacciate in bassa tensione.

Semplificazioni bonus sociali e regolazione eventi calamitosi

In merito all’erogazione dei bonus sociali, nonché delle agevolazioni a tutela dei consumatori colpiti da eventi calamitosi, si condivide l’opportunità di una semplificazione dei processi che coinvolga tutti gli operatori interessati, con tempistiche adeguate all’implementazione delle eventuali evoluzioni in materia.

Procedure Speciali Risolutive e terzo livello decisorio

Si condivide in linea generale l’obiettivo di assicurare strumenti di tutela individuale efficaci e accessibili; si ritiene tuttavia opportuno che l’eventuale evoluzione dell’attuale sistema sia preceduta da un’attenta valutazione delle effettive esigenze emerse dall’esperienza applicativa e dei relativi impatti sugli operatori. In particolare, l’ipotesi di ampliare ulteriormente l’ambito delle Procedure Speciali Risolutive e di introdurre un terzo livello decisorio avanti all’Autorità in caso di mancato accordo in sede conciliativa, come prospettato nell’OS.1, appare suscettibile di determinare una sovrapposizione rispetto agli strumenti di tutela già disponibili, non pienamente giustificata alla luce dell’andamento dei reclami e delle conciliazioni registrato negli ultimi anni. Inoltre, l’introduzione di un ulteriore livello decisorio rischierebbe di avere un’efficacia solo parziale, considerato che alcune delle principali cause di mancato accordo non risultano riconducibili esclusivamente al rapporto tra venditore e cliente finale, ma coinvolgono anche soggetti terzi della filiera, in particolare il distributore locale, e che nell’ambito di tale procedura potrebbero comunque non trovare adeguata trattazione eventuali richieste di risarcimento del danno. Si ritiene pertanto preferibile concentrare gli interventi sul rafforzamento dell’efficienza e dell’efficacia degli strumenti esistenti, valutando eventuali estensioni solo sulla base di evidenze concrete circa specifici gap di tutela e previa analisi dei relativi costi e benefici.

OS.2 Potenziamento e rafforzamento delle attività di vigilanza dell'Autorità a tutela dei consumatori nei settori energetici e ambientali

In vista del superamento del STG dal 31 marzo 2027, l'Autorità intende garantire correttezza e comprensibilità di contratti, offerte, fatture e di ogni comunicazione tra venditori e clienti finali, con ulteriori controlli sugli obblighi informativi – in particolare su rinnovi e modifiche delle condizioni economiche – e sull'applicazione di corrispettivi e bonus sociali. Il monitoraggio continuo dei mercati all'ingrosso e retail userà PUN o sue evoluzioni e CMEM come benchmark per verificare la coerenza tra prezzi all'ingrosso e offerte retail, individuando anomalie, disallineamenti e distorsioni nella trasmissione dei costi, anche per prevenire abusi di mercato, insider trading e manipolazioni. La vigilanza si estende ai settori ambientali con controlli sulla trasparenza nel servizio rifiuti (TITR) e sarà supportata da sistemi basati sull'intelligenza artificiale.

Elettricità Futura condivide l'esigenza di una vigilanza efficace a tutela dei consumatori, ma ne sottolinea la necessaria proporzionalità: **l'attività di controllo dovrebbe concentrarsi in via prioritaria sui comportamenti che presentano effettivi profili di rischio, evitando interventi generalizzati che gravino anche sugli operatori che hanno consolidato modelli organizzativi pienamente conformi.** Una comunicazione istituzionale incentrata prevalentemente sui rischi può alimentare una percezione indistintamente negativa del settore della vendita: l'Associazione suggerisce di affiancare ai controlli e alle sanzioni anche iniziative che riconoscano e diffondano le **pratiche virtuose** degli operatori.

Il rafforzamento del **coordinamento tra ARERA e le altre Autorità** indipendenti è valutato positivamente, a condizione che porti a indirizzi realmente uniformi e non a una sovrapposizione di obblighi incoerenti tra loro; si ritiene importante e utile che tale coordinamento istituzionale sia accompagnato da un **dialogo strutturato e periodico anche con gli operatori del mercato**, che possono segnalare per tempo criticità applicative ed effetti non intenzionali delle misure.

Sull'utilizzo dell'**intelligenza artificiale a fini di vigilanza**, si riconosce che l'impiego di tecnologie avanzate può rendere più tempestiva l'individuazione di fenomeni anomali e più efficaci i controlli. Strumenti di intelligenza artificiale dovrebbero essere impiegati gradualmente e sempre come elementi a supporto, e non sostitutivi, del giudizio tecnico-regolatorio. Si chiede inoltre che lo sviluppo e l'utilizzo di tali sistemi siano accompagnati da un confronto strutturato con gli operatori, al fine di affinare i criteri di analisi e ridurre il rischio che siano interpretate come anomalie legittime modalità di differenziazione dell'offerta o modelli commerciali innovativi, con conseguenti falsi positivi.

Quanto al monitoraggio dei mercati all'ingrosso e retail, si ricorda che le condizioni economiche applicate ai clienti finali riflettono una struttura di costo assai più articolata del solo prezzo di approvvigionamento – acquisizione clienti, assistenza, canali digitali, gestione del rischio e del credito, investimenti in innovazione – per cui gli scostamenti tra prezzi wholesale (PUN, CMEM) e condizioni retail non sono di per sé indice di anomalia. Si chiede che gli indicatori di monitoraggio siano sviluppati previo confronto con gli operatori, così da riflettere correttamente tale complessità.

B. Contribuire in ambito europeo e internazionale all'evoluzione del sistema in un contesto di transizione ecologica

Elettricità Futura guarda con favore al crescente impegno dell'Autorità nei processi di integrazione europea e internazionale al fine di difendere le peculiarità del sistema elettrico nazionale.

Solo attraverso un'adeguata integrazione europea è possibile allineare i prezzi dell'elettricità tra paesi europei e ridurre i rischi.

Allo stesso tempo, l'Associazione auspica un'attuazione nazionale delle norme europee armonizzata e coerente, che tenga conto delle specificità del sistema italiano, secondo tempistiche certe e proporzionate, evitando ad esempio il c.d. “gold plating” e la “over regulation”.

L'Associazione accoglie con favore il progressivo avanzamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei, e ritiene importante preservare un'ampia flessibilità di partecipazione tramite portafogli diversificati e sviluppare diritti di trasmissione di lungo termine di durata adeguata a sostenere i contratti di lungo termine transfrontalieri, come ad esempio PPA, e la bancabilità degli

investimenti.

OS.3 Promuovere lo sviluppo di un quadro europeo che favorisca una efficiente integrazione dei sistemi nazionali

Il quadriennio sarà segnato da rilevanti novità europee: revisione di REPowerEU, nuovo REMIT, aggiornamento dei codici di rete CACM e FCA, sviluppo del codice sulla Demand Response. L'Autorità intende rafforzare la propria partecipazione ad ACER e CEER e la presenza a Bruxelles, contribuendo alla formazione degli atti legislativi e a orientamenti interpretativi comuni, anche sul Regolamento (UE) 2024/1106, nonché a un coordinamento strutturato sui casi REMIT con NRAs e autorità finanziarie. Sul piano infrastrutturale si mira a migliorare CBCA, ITC e distribuzione delle rendite di congestione, anche in relazione al graduale ingresso dei confini settentrionali italiani nella regione Central Europe, e a promuovere un disegno di mercato basato su unit bidding.

Elettricità Futura valuta positivamente l'impegno dell'Autorità nei processi europei richiamati dal Quadro Strategico (revisione REPowerEU, REMIT, codici CACM e FCA, Network Code Demand Response), e ne auspica un'**attuazione nazionale coerente e armonizzata**, tenendo conto delle **specificità nazionali** e assicurando **tempistiche certe e modalità chiare, proporzionate ed efficacemente implementabili** dagli operatori.

Si esprime tuttavia una perplessità sull'obiettivo di promuovere un disegno di mercato che consenta la formulazione di offerte per unità (**unit-bidding**): se il mantenimento di tale regime per le unità singolarmente abilitate (UAS) può contribuire alla trasparenza degli esiti di mercato, l'evoluzione verso il TIDE e la crescente apertura a un numero più ampio di operatori rendono preferibile preservare e, ove possibile, rafforzare la flessibilità di partecipazione tramite portafogli ampi e diversificati.

L'Associazione accoglie con favore il progressivo avanzamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei, incluso l'ingresso delle frontiere settentrionali italiane nella regione Central Europe e i recenti sviluppi della CCR Italy North (passaggio ai Financial Transmission Rights con principio UIOSI a diritti finanziari in forma di opzioni, prodotti annuali fino a due anni prima della consegna). Ritiene però che un orizzonte massimo di due anni per i **diritti di trasmissione a lungo termine (LTTR)** non sia sufficiente a coprire le esigenze di copertura degli operatori né a sostenere lo sviluppo di contratti di lungo termine transfrontalieri, inclusi i PPA: si chiede pertanto di promuovere prodotti LTTR di durata almeno quinquennale e, ove possibile, pluriennale, per ridurre il rischio di rinnovo delle coperture e offrire maggiore certezza agli investimenti.

OS.4 Supportare l'integrazione delle aree extraeuropee d'interesse strategico e condividere le best practice regolatorie

Consolidamento del ruolo dell'Autorità nel capacity building e nello scambio di conoscenze tecniche a livello internazionale. Proseguirà il coordinamento della Balkan Energy School, a supporto dell'integrazione dei mercati balcanici in quello europeo, in un contesto segnato da nuove interconnessioni e dall'evoluzione di ETS e CBAM, con partecipazione a Energy Community ed ECRB. Rilievo strategico è attribuito al Mediterraneo, anche in relazione al Piano Mattei: come fondatore di MEDREG, ARERA sosterrà le riforme regolatorie dei Paesi della sponda sud in coerenza con il "Patto per il Mediterraneo" e l'iniziativa T-MED, favorendo l'integrazione dei Paesi del Golfo e il coordinamento nell'EastMed Gas Forum.

-

C. Efficienza, efficacia, trasparenza amministrativa e semplificazione

Elettricità Futura supporta il rafforzamento degli strumenti di confronto con gli operatori e crede che le proposte e le decisioni regolatorie siano influenzate positivamente da un dialogo strutturato e continuo con i portatori di interesse.

L'Associazione condivide in generale l'impostazione dell'Autorità in materia di efficienza, trasparenza amministrativa e semplificazione. Suggerisce che ogni percorso di rafforzamento

organizzativo preservi una *governance* unitaria dei principali ambiti regolatori, e che il processo di digitalizzazione valorizzi in primis i dispositivi tecnologici già disponibili sul campo.

In ottica di semplificazione l'associazione suggerisce di superare la frammentazione dei dati attraverso anagrafiche realmente "*once only*". Sul fronte della protezione dei dati personali, l'Associazione chiede infine di innalzare gli standard di sicurezza per l'accesso al Registro SII e di minimizzare la condivisione lungo la filiera di dati sensibili quali quelli di contatto della clientela.

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

AIR e VIR sono confermate quali strumenti di qualità, trasparenza e accountability: dopo il nuovo Regolamento AIR (Delibera 255/2025/A), l'Autorità intende rafforzare analisi ex ante e verifiche ex post secondo un approccio selettivo. Sarà riattivato e potenziato l'Osservatorio Permanente della Regolazione, quale sede di dialogo strutturato con i portatori di interesse e di supporto informativo al Collegio, con tavoli tematici aperti a stakeholder, accademia ed enti di ricerca, produzione di analisi settoriali e report e attività di informazione e formazione anche verso i soggetti attuatori della regolazione.

Elettricità Futura condivide appieno l'obiettivo di rafforzare ogni strumento volto a garantire un dialogo strutturato con gli stakeholders. L'Associazione vede con grande favore la riattivazione dell'Osservatorio Permanente della Regolazione - a cui in passato ha preso parte attivamente – e auspica che il canale di dialogo con l'Autorità possa rafforzarsi ad ogni livello, sia nell'ambito di specifici tavoli tecnici e focus group, che prevedendo un confronto costante e trasparente su tutti i temi di maggiore rilievo per il settore, attraverso incontri dedicati e momenti periodici di allineamento.

OS.6 Rafforzare la collaborazione istituzionale nazionale

Le sinergie istituzionali sono individuate come leva per accrescere efficacia ed efficienza della regolazione. L'interlocuzione stabile con le altre Autorità indipendenti e con le Istituzioni nazionali è vista come fattore abilitante per prevenire asimmetrie normative, evitare duplicazioni e valorizzare competenze complementari su dati personali, concorrenza, ambiente e cybersicurezza. Sono previsti nuovi protocolli d'intesa, tavoli tecnici nei casi di forte interconnessione delle attribuzioni, interventi congiunti con le altre Autorità su comunicazione, enforcement e segnalazioni a Governo e Parlamento, e il rafforzamento della cooperazione con Arma dei Carabinieri e Guardia di Finanza.

-

OS.7 Promuovere la verifica della compliance

L'enforcement trasversale è presentato come pilastro di un sistema regolatorio credibile ed efficace. L'Autorità intende incrementarne l'incisività in tutti i settori, rafforzando controlli e ispezioni e le sinergie con Forze di Polizia, altre Autorità e Istituzioni. L'intelligenza artificiale è individuata come strumento per un monitoraggio continuo e orientato alla rischiosità delle condotte, i cui esiti algoritmici affiancheranno senza sostituire la valutazione tecnico-giuridica degli uffici. L'azione sanzionatoria seguirà un approccio selettivo orientato alle condotte di maggiore gravità, attualità e diffusione, con criteri alternativi di reazione – moral suasion, regolazione informativa, soft law – per le violazioni minori e l'aggiornamento del Regolamento sanzioni.

-

OS.8 Migliorare l'organizzazione e la produttività del lavoro, promuovere la formazione e lo sviluppo delle competenze e il benessere organizzativo

Le nuove competenze attribuite all'Autorità, tra cui il ruolo di autorità competente per l'idrogeno, e il rafforzamento di controlli ed enforcement impongono un potenziamento delle Strutture, previa analisi dei processi e dei carichi di lavoro. La rilevanza strategica dell'IA richiederà di ripensare l'organizzazione del lavoro e percorsi formativi sul suo uso efficace e sicuro. Sono previste una mappatura delle competenze funzionale a un piano formativo programmato, la conferma dell'ARERA Academy, politiche di salute e welfare e nuove azioni su inclusività e non discriminazione, in coerenza con la Strategia UE per la parità di genere 2026-2030. Su raccomandazione di ACER, si mira a un'allocazione delle risorse orientata a

efficienza e qualità degli output.

Elettricità Futura condivide il percorso di rafforzamento delle strutture dell'Autorità, funzionale a garantire una risposta sempre più tempestiva, competente ed efficace alle nuove sfide regolatorie e alle esigenze di corretto funzionamento dei mercati. L'Associazione auspica che ogni eventuale riorganizzazione preservi una **governance unitaria dei principali ambiti regolatori**, per assicurare il raggiungimento degli obiettivi di efficienza, coerenza e coordinamento perseguiti dal medesimo percorso di riforma.

OS.9 Favorire la Digital Transformation per una gestione più efficiente e trasparente dei processi

L'Autorità intende proseguire informatizzazione e automazione dei processi interni secondo una logica "Digital-first". L'introduzione dell'IA seguirà un approccio antropocentrico, con gli Uffici quali driver del cambiamento, e sarà governata da una Strategia per l'Intelligenza Artificiale dell'Autorità, corredata di linee guida e formazione e coerente con AI Act, legge 132/2025, GDPR e Linee Guida AgID. È prevista la modernizzazione del sistema delle raccolte dati, con riscrittura delle applicazioni in ottica cloud-first. Sul fronte della cybersecurity, anche in relazione alla NIS2, sarà sviluppato un progetto pluriennale su persone, processi e tecnologie, con attenzione allo sviluppo sicuro by-design e alle pipeline DevSecOps.

Elettricità Futura condivide l'approccio digital-first dell'Autorità, ma ritiene che debba essere esplicitata la **centralità dei dispositivi tecnologici già disponibili sul campo** (o di quelli di prossima disponibilità quali il CBT), per una gestione integrata delle reti elettriche, della flessibilità locale e dei servizi emergenziali, in particolare il Controllore Centrale d'Impianto (**CCI**) e i Sistemi di Limitazione dell'Immissione (**SLI**).

Si propone che l'Autorità riconosca, in sede di implementazione, una chiara distinzione funzionale tra i due dispositivi: lo SLI, quale strumento più idoneo alla gestione dei contratti di connessione flessibili, per la limitazione strutturale dell'immissione secondo profili concordati con il DSO; il CCI, oggi utilizzato dal TSO nell'ambito della procedura RIGEDI, quale dispositivo eventualmente estendibile anche alle esigenze operative dei DSO per una gestione emergenziale della flessibilità locale, ma solo nei casi in cui le risorse approvvigionate dal DSO tramite il mercato non risultino sufficienti a soddisfare il fabbisogno locale. Il ricorso a strumenti di mercato per l'approvvigionamento di risorse flessibili resta infatti, per l'Associazione, la strada principale e più adeguata, anche al fine di preservare la neutralità tecnologica e consentire agli operatori di individuare le soluzioni più efficienti sotto il profilo tecnico ed economico.

Nell'ambito dell'obiettivo di digitalizzazione e semplificazione amministrativa, si propone di valorizzare ulteriormente l'**Anagrafica Operatori** quale base dati unica per tutti gli adempimenti ARERA, secondo il principio "once-only". Le informazioni già presenti nell'Anagrafica dovrebbero essere riutilizzate automaticamente nelle successive raccolte dati e nei procedimenti dell'Autorità, evitando richieste duplicate e riducendo gli oneri amministrativi a carico degli operatori.

Ad esempio, in caso di fusione per incorporazione di una società di produzione di energia elettrica, le informazioni legate all'anagrafica degli impianti (potenza, tipo di tecnologia, ecc.) associati alla società incorporata dovrebbero essere automaticamente trasferite all'anagrafica della società incorporante. In questo modo, all'apertura delle maschere dell'Indagine Annuale, gli impianti risulterebbero già correttamente associati al nuovo soggetto, evitando la necessità di riconfigurarli o reinserirli manualmente specie se si tratta di numerosi impianti. Fermo restando che il trasferimento automatico dovrà essere autorizzato esplicitamente dal soggetto incorporante.

OS.10 Promuovere best compliance in materia di anticorruzione, trasparenza e protezione dei dati personali

L'Autorità perseguirà l'innalzamento dei livelli di integrità, trasparenza e sicurezza dell'azione amministrativa e regolatoria, promuovendo la cultura dell'integrità e l'aggiornamento costante dei presidi anticorruzione. Sono previste iniziative di formazione interna su imparzialità, conflitto di interessi e whistleblowing, il miglioramento di qualità, accessibilità e tempestività dei dati pubblicati, la maggiore tracciabilità delle istanze di accesso e la revisione periodica della mappatura dei processi e dell'analisi dei rischi. Sul versante regolatorio sarà valutato il rafforzamento delle misure e della vigilanza contro l'utilizzo improprio dei dati personali nella filiera, in particolare nel cambio fornitore, anche mediante stress test e audit.

Al fine di contrastare efficacemente gli utilizzi impropri dei dati personali nella filiera, con particolare riferimento ai processi di switching, Elettricità Futura ritiene necessario agire su due fronti prioritari: da un lato, **l'innalzamento degli standard di sicurezza per l'accesso al Registro** del Sistema Informativo Integrato (SII), anche mediante sistemi di autenticazione forte (ad es. tramite identità digitale); dall'altro, la **minimizzazione della condivisione e dello scambio dei dati** di contatto della clientela tra gli operatori della filiera, limitandoli allo stretto necessario per le attività di venditori e distributori, nel rispetto dei principi e delle norme in materia di protezione dei dati personali.

OBIETTIVI STRATEGICI 2026-2029 E LINEE DI INTERVENTO: AREA ENERGIA

A. Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili

Elettricità Futura condivide l'obiettivo di **sviluppare mercati elettrici più efficienti, integrati e flessibili**, e sottolinea che tale evoluzione deve fondarsi su un quadro certo e prevedibile per gli investimenti.

In questa prospettiva, l'Associazione chiede continuità e tempestività dei meccanismi di adeguatezza, che devono essere aggiornati coerentemente con le evoluzioni del mercato.

Condivide inoltre l'esigenza di favorire strumenti contrattuali quali contratti per differenza e PPA fisici e finanziari, essenziali per conciliare lo sviluppo delle rinnovabili con il trasferimento immediato e stabile dei relativi benefici ai consumatori.

Il superamento di un prezzo unico nazionale richiede un'attenta analisi di impatto economico e operativo e può avvenire solo secondo tempistiche coerenti con lo sviluppo della rete e delle risorse di flessibilità, affinché i segnali di prezzo locazionali si traducano in un effettivo miglioramento dell'efficienza allocativa e del funzionamento del mercato

Rispetto alle connessioni, l'associazione ritiene fondamentale il completamento della regolazione per il superamento della cosiddetta saturazione virtuale, auspicando che tale processo tenga in debita considerazione la salvaguardia degli investimenti di connessione già avviati, e la priorità per il repowering.

Il monitoraggio dei mercati, infine, deve restare secondo l'associazione proporzionato e pienamente armonizzato a livello europeo, evitando "over regulation" e "gold-plating" della normativa europea.

OS.20 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Priorità alla piena attuazione del quadro europeo, con mercati day-ahead e intraday più integrati tramite market coupling e massimizzazione della capacità transfrontaliera, gestione efficiente delle congestioni e valutazione dell'adeguatezza delle zone di mercato. Attenzione al decoupling dei prezzi, con rimozione delle barriere ai PPA e ai CfD, e all'integrazione delle risorse di flessibilità – demand response, storage, risorse distribuite – con un quadro armonizzato per gli aggregatori, l'evoluzione del TIDE e la revisione del ruolo della distribuzione nella flessibilità locale. Previsti inoltre la riforma del mercato della capacità, per garantire maggiore coerenza tra adeguatezza e flessibilità, e la disciplina degli stoccaggi (MACSE), la valorizzazione di idroelettrico a bacino e pompaggi, il superamento del PUN a favore del prezzo zonale, l'aggiornamento della regolazione delle connessioni ex articolo 7 del DL 21/2026 contro la saturazione virtuale della rete, il completamento della regolazione su autoconsumo diffuso e settlement e il potenziamento della monitoraggio e sorveglianza dei mercati in attuazione del REMIT.

Elettricità Futura condivide l'impostazione dell'OS.20, riconoscendo la necessità di accompagnare la transizione energetica con mercati elettrici più efficienti, integrati e flessibili, capaci di valorizzare le fonti rinnovabili, la flessibilità non fossile, i sistemi di accumulo e gli strumenti di contrattualizzazione e di adeguatezza del sistema. Di seguito si riportano alcuni spunti per temi specifici.

Il mercato della capacità e l'adeguatezza del sistema

Per quanto riguarda l'adeguatezza del sistema elettrico, Terna ha stimato che, in assenza del Capacity

Market ("CM"), circa 26 GW (di 54 GW ora disponibili) di termoelettrico potrebbero essere dismessi entro il 2030 per problemi di *missing money*. Ciò provocherebbe un aumento insostenibile delle ore in cui la domanda attesa supera la capacità disponibile.

Il mercato della capacità deve quindi essere considerato una **componente strutturale**, e non accessoria, del disegno del mercato elettrico italiano ed europeo, complementare ai mercati dell'energia in un contesto di crescente penetrazione delle rinnovabili non programmabili. Elettricità Futura chiede di assicurarne la continuità e di avviare, con il coinvolgimento degli operatori, la riflessione sulla sua evoluzione per il periodo successivo al 2032, in una logica di lungo periodo che fornisca segnali adeguati agli investimenti.

Ciò va nella direzione di quanto previsto dalla Commissione nel disegno di mercato europeo, nel quale il CM è stato riconosciuto come un elemento strutturale, e di quanto sta avvenendo in alcuni Stati membri che hanno riconosciuto l'esigenza di dotarsi di meccanismi di CM analoghi a quello italiano e avviato i processi di definizione e implementazione di tali meccanismi.

In particolare, in Germania è stato introdotto e recentemente approvato ai sensi degli Aiuti di Stato un meccanismo con periodo di consegna 2031, basato su un modello centralizzato con aste competitive e reliability option. Il meccanismo prevede lo svolgimento di 3 diverse tipologie aste rispettivamente per: risorse di generazione di lunga durata (>10h); tutte le risorse di generazione; tutte le capacità (sia di generazione che DSR) con requisiti differenziati. La prima asta del nuovo CM tedesco si svolge in questi giorni; contestualmente si sta lavorando alla definizione di un CM strutturale per gli anni a partire dal 2032.

La Spagna ha ottenuto a maggio di quest'anno l'approvazione del proprio meccanismo di capacity auction. Non è stato ancora definito quando si svolgeranno le prime aste e non sono stati ancora pubblicati i decreti che definiscono gli specifici parametri.

Altri Paesi hanno invece intrapreso un percorso di revisione dei propri meccanismi: in alcuni casi, per modificarne la struttura — come la Francia, che è passata da un modello decentralizzato a uno centralizzato basato su aste — in altri, per aggiornarne specifici elementi, come nel caso della revisione dei coefficienti di derating nel meccanismo polacco.

La direzione intrapresa da questi Stati Membri conferma la bontà del modello italiano, che si ritiene debba solo essere **aggiornato in alcuni aspetti**. In particolare, sarebbe opportuno:

- da un lato, proseguire nel percorso di aggiornamento dei coefficienti di **derating** avviato con l'approvazione delle regole per l'asta 2028, al fine di valutare l'effettivo impatto del diverso contributo delle risorse ad energia limitata, rispetto a quelle non aventi limiti di energia - Si potrebbe valutare di avviare una discussione congiunta in modo da poter approfondire meglio il tema per valutare insieme agli operatori come tenere conto di tutti gli elementi che incidono sull'equilibrio dell'adeguatezza del sistema, in ottica anche di decarbonizzazione e sicurezza energetica, e per giungere a un valore il più possibile ragionato e calibrato di modifica dei rating delle tecnologie;
- dall'altro, aggiornare i **parametri economici per riflettere l'attuale contesto di mercato**, che risulta caratterizzato da un significativo incremento dei costi di investimento e operativi, in particolare per gli impianti termoelettrici. L'obiettivo è che il sistema contrattualizzi il mix tecnologico più efficiente per garantire il mantenimento di livelli standard di adeguatezza.

Con riferimento agli **impianti termoelettrici** esistenti ancora necessari all'adeguatezza del sistema, si segnala che un premio limitato alla copertura dei soli costi fissi operativi rischia di non essere più sufficiente, a fronte di costi di esercizio e manutenzione crescenti legati a un utilizzo sempre più modulato degli impianti; si ricorda inoltre che batterie e impianti termoelettrici non sono perfettamente sostituibili sotto il profilo dell'adeguatezza del sistema e che il mercato della capacità deve continuare a remunerare adeguatamente il contributo di entrambi.

Si chiede infine un migliore coordinamento tra le tempistiche e i parametri economici del mercato della capacità e l'evoluzione delle tariffe di trasporto gas.

Sotto il profilo temporale, le aziende associate segnalano che la progressiva riduzione delle ore di funzionamento della flotta a gas a ciclo combinato ne compromette la copertura dei costi: si ritiene pertanto essenziale che le aste del Mercato della Capacità per le consegne 2029-2032 si svolgano senza ulteriori ritardi, così da mantenere disponibili gli impianti programmabili necessari, e che siano tempestivamente

avviate le attività per la prosecuzione del meccanismo oltre il 2032, con una regolazione aggiornata che rifletta il contributo effettivo all'adeguatezza delle diverse tecnologie, inclusi CCGT e accumuli, alla luce dell'evoluzione del mix di generazione.

In merito ai parametri economici di riferimento, si noti che anche ACER nella recente pubblicazione EU CONE Dataset ha rivisto al rialzo, rispetto ai valori posti in consultazione questa primavera, i costi di investimento delle tecnologie convenzionali. ACER ha specificato inoltre che gli incrementi rispetto a vecchi studi CONE nazionali, sono particolarmente visibili proprio per i CAPEX delle tecnologie gas e riflettono i recenti sviluppi di mercato, incluse le tensioni nelle catene di approvvigionamento che hanno spinto verso l'alto i costi attesi di costruzione.

Sistemi di accumulo, batterie e MACSE

Elettricità Futura accoglie con favore l'attenzione dell'Autorità verso una gestione efficiente degli accumuli e della flessibilità, incluso il ruolo di idroelettrico a bacino e pompaggi.

Per gli accumuli elettrochimici, si accoglie con favore l'imminente svolgimento delle aste MACSE dedicate all'installazione di batterie con anno di consegna 2029, quale ulteriore tassello, insieme al Capacity Market, per assicurare l'adeguatezza del sistema nel percorso di decarbonizzazione.

Anche i **pompaggi** rappresentano una tecnologia strategica per il sistema elettrico italiano - per la lunga vita utile, l'assenza di degrado della capacità di stoccaggio, la filiera industriale consolidata e i benefici ambientali e territoriali - ma richiedono un'evoluzione del meccanismo di contrattualizzazione di lungo termine (MACSE) che ne riconosca la diversa struttura di costo rispetto alle batterie agli ioni di litio: in assenza di tale evoluzione, si segnala il concreto rischio che i progetti di nuovi pompaggi non trovino accesso a un adeguato meccanismo di supporto per il periodo successivo al 2028.

Per le batterie, si condivide l'esigenza di un'evoluzione tecnologicamente neutrale sia del Capacity Market sia del MACSE, con fattori tecnici (inclusi i fattori di derating) definiti e aggiornati sulla base del contributo effettivo delle risorse all'adeguatezza e alla flessibilità del sistema.

Inoltre, occorre completare il quadro regolatorio del MACSE, in merito ai **contratti di time shifting**: il GME deve ancora predisporre la piattaforma di mercato in cui verranno negoziati i contratti di Time Shift e il relativo Regolamento di mercato, mentre Terna dovrà definire e pubblicare i contratti standard.

È importante quindi che venga definito il framework regolatorio anche di questa parte del MACSE perché riguarda le finalità principali per cui vengono sviluppati gli stoccaggi del MACSE: offrire un prodotto per la copertura del rischio, in particolare per la gestione di impegni di lungo termine per lo sviluppo di impianti rinnovabili. Il mercato del time-shift assume una rilevanza ancora maggiore con l'evoluzione dei meccanismi di supporto alle rinnovabili verso il FER Z. In questo contesto, il servizio di time-shift offerto attraverso gli stoccaggi MACSE diventa uno degli strumenti principali per mitigare il rischio volume associato alla gestione dei profili FER Z. E' necessario quindi che ci sia coerenza fra le regole del MACSE e le regole del FER Z.

Fra i punti ancora da definire vi è l'algoritmo con cui Terna ripartisce tra i diversi stoccaggi contrattualizzati gli impegni derivanti dai contratti di time shifting. Infatti, gli impegni di time shifting fanno riferimento a uno stoccaggio "commerciale", ovvero un hub virtuale pari alla somma degli stoccaggi fisici realizzati nell'ambito del Mercato degli accumuli. L'esecuzione di tali impegni avviene però attraverso la movimentazione degli asset fisici.

Per motivi di trasparenza verso gli operatori e per evitare distorsioni competitive, il meccanismo di allocazione degli impegni di time shift non deve avere margini di arbitrarietà ma deve essere definito ex ante in modo dettagliato e completo rispettando i principi di trasparenza, efficienza e non discriminazione previsti dalla delibera 247/23 di ARERA. Oggi invece i criteri previsti dall'Allegato alla Disciplina non sono pienamente coerenti perché lasciano troppo margine di libertà a Terna; andrebbero quindi rivisti sottoponendoli a consultazione.

Allo stesso modo, riteniamo rilevante introdurre criteri chiari e non discriminatori che garantiscano neutralità nell'attivazione, da parte di Terna, delle risorse contrattualizzate tramite MACSE rispetto alle risorse merchant.

Infine, cogliamo l'occasione per segnalare che con riferimento alla proposta UE di Industrial Accelerator Act che prevede requisiti di Union Origin estesi anche alle batterie, trattandosi di un quadro non ancora consolidato, il tema potrebbe richiedere approfondimenti successivi da parte delle istituzioni competenti.

Schemi di supporto alle rinnovabili, PPA e CfD

Si condivide l'esigenza, evidenziata dall'Autorità, di prestare particolare attenzione ai meccanismi di decoupling dei prezzi, favorendo strumenti contrattuali quali **contratti per differenza e PPA fisici e finanziari**, essenziali per conseguire in modo efficiente gli obiettivi europei di decarbonizzazione. Gli strumenti di lungo termine rappresentano infatti la **soluzione più efficace per conciliare lo sviluppo delle rinnovabili con il trasferimento immediato e stabile dei relativi benefici ai consumatori**.

Con riferimento in particolare a strumenti come l'Energy Release, o i cosiddetti FER X e FER Z, si ritiene che rispondano a esigenze diverse e debbano essere trattati dalla regolazione come strumenti complementari, non alternativi tra loro, lasciando che siano il profilo di rischio dell'investimento e le esigenze del sistema a orientarne la scelta. Nella definizione dei futuri schemi CfD occorre evitare di trasferire agli operatori rischi non controllabili - in particolare la congestione zonale dovuta a ritardi infrastrutturali e il curtailment non imputabile a scelte del produttore - preservando al contempo corretti segnali di prezzo e localizzativi, così da incentivare decisioni di investimento coerenti con le esigenze del sistema elettrico.

Per favorire la diffusione dei PPA, in particolare tra le **PMI**, è importante che siano previsti meccanismi di **mitigazione del rischio controparte** (inclusi strumenti di garanzia, nel rispetto della disciplina sugli aiuti di Stato), possibili modelli contrattuali standardizzati, iniziative di aggregazione della domanda; l'eventuale coinvolgimento di soggetti pubblici (GSE/Acquirente Unico) dovrebbe avere una funzione di supporto e garanzia, senza assumere un ruolo operativo che sottragga spazio agli operatori specializzati.

Si valutano positivamente, in questa prospettiva, le iniziative normative già adottate per la gestione delle garanzie, che rimuovono alcune delle principali barriere alla diffusione dei PPA, e si auspica una rapida approvazione da parte della Commissione europea anche del futuro schema cd FER Z.

Quest'ultimo schema (c.d. de-centralizzato) introduce elementi innovativi rispetto ai tradizionali regimi di sostegno, promuovendo una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema attraverso l'esposizione degli operatori ai segnali di mercato e alla gestione del rischio profilo. In tale contesto, si rende necessario avviare per tempo le aste dei diritti di **time-shifting del MACSE** che dovrebbero precedere quelle del **FER-Z** ed essere adeguatamente potenziate in termini di durata, orizzonte temporale e flessibilità in modo da renderle coerenti con le esigenze di copertura del FERZ; si propone, inoltre, di estendere la durata dei contratti fino a 20 anni e di consentire l'accesso alla piattaforma di time-shifting anche a risorse non MACSE. Infine, si ritiene opportuno ammettere all'Albo FER-Z anche gli interventi di potenziamento degli impianti idroelettrici e di rifacimento, totale o parziale, degli impianti FER di qualsiasi tecnologia, valorizzando soluzioni in grado di incrementare la produzione rinnovabile con limitato consumo di suolo.

Gli attuali meccanismi, tra cui FER X, FER X transitorio e FER 2019, valorizzano infatti l'energia immessa in rete secondo modalità che possono non riconoscere pienamente l'energia prodotta dall'impianto rinnovabile, successivamente accumulata e immessa in rete dal sistema di stoccaggio. Si ritiene pertanto opportuno che l'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze e in coordinamento con le altre istituzioni interessate, promuova un'evoluzione del quadro regolatorio e dei meccanismi di supporto che consenta di valorizzare tali configurazioni. In particolare, ad esempio, potrebbe essere favorito l'utilizzo condiviso della capacità di connessione e delle infrastrutture elettriche da parte degli impianti di produzione rinnovabile e dei sistemi di accumulo, anche attraverso l'impiego di un unico trasformatore comune, evitando inutili incrementi di CAPEX che si riflettano in aumento dei prezzi offerti nelle procedure competitive.

In sintesi, l'evoluzione di questi strumenti dovrebbe perseguire due obiettivi: investibilità, tramite stabilità regolatoria e contenimento del costo del capitale, e dall'altro, accelerare la diffusione delle fonti rinnovabili e la loro integrazione efficiente nel sistema elettrico, contribuendo nel tempo a una maggiore competitività del mercato e a benefici per l'insieme dei consumatori

Curtailment – Monitoraggio e trasparenza

Coerentemente con l'esigenza di favorire la piena ed efficiente integrazione della produzione rinnovabile esistente nonché dello sviluppo di nuova capacità FER si ritiene opportuno che l'Autorità adotti misure finalizzate a rafforzare gli obblighi di monitoraggio e trasparenza relativi alle limitazioni della produzione (curtailment), prevedendo:

- la **pubblicazione** sistematica e periodica dei dati di curtailment, con indicazione delle cause, della durata e dei volumi di energia coinvolti;
- la **disaggregazione** e diffusione delle informazioni per area geografica, nodo di rete o zona di mercato, al fine di garantire piena visibilità sulle criticità infrastrutturali e sulla capacità di integrazione delle fonti rinnovabili nei diversi territori;
- Il miglioramento degli attuali meccanismi di **compensazione economica** al fine di assicurare rimborsi adeguati, la bancabilità degli investimenti e una corretta allocazione dei rischi tra operatori e gestori di rete, con una corretta imputazione delle responsabilità del curtailment.

Ciò al fine di evitare che quest'ultimo diventi una soluzione strutturale anziché un meccanismo di ultima istanza. In tal senso è prioritario utilizzare al meglio i mercati del bilanciamento e gli strumenti di flessibilità esistenti a mercato. Laddove la limitazione rimanga inevitabile malgrado il prioritario ricorso ai suddetti strumenti e non sia imputabile al produttore, è necessario definire un quadro regolatorio chiaro, prevedibile e omogeneo che garantisca un trattamento equo indipendentemente dalla tecnologia di produzione e dal regime di incentivazione cui l'impianto appartiene.

A tal proposito, si ritiene necessario un coordinamento più efficace tra gli stakeholder coinvolti sul tema (produttori, gestori di rete e GSE) al fine di evitare una penalizzazione eccessiva tra le parti. Lato produttori, infatti, sono stati richiesti adeguamenti impiantistici lato MT e AT/AAT poco lineari nel corso del tempo, con oneri economici quasi completamente a carico degli stessi (totalmente nel caso AT/AAT) e con tempistiche sfidanti.

Tali misure consentirebbero di valorizzare in modo più efficiente il contributo della produzione rinnovabile, migliorare la trasparenza del sistema elettrico, favorire uno sviluppo più efficiente della nuova capacità, soprattutto nelle aree maggiormente esposte a fenomeni di congestione della rete.

Flessibilità, demand response e coordinamento TSO-DSO

Si condivide l'obiettivo di completare l'apertura dei mercati dell'energia e dei servizi di rete alla flessibilità non fossile, sviluppando un quadro armonizzato per aggregatori e risorse distribuite che ne consenta la partecipazione ai mercati sia globali sia locali, con meccanismi di remunerazione sia per la disponibilità sia per l'energia effettivamente attivata. La crescente diffusione delle risorse distribuite rende necessario rafforzare il coordinamento tra Terna e i DSO, attraverso un **modello strutturato di coordinamento TSO-DSO**, regole chiare di priorità nelle attivazioni, meccanismi di scambio informativo sui vincoli di rete e, in prospettiva, un unico contratto di abilitazione che consenta alle risorse distribuite di partecipare sia ai mercati locali sia a quelli globali.

Si condivide l'obiettivo di favorire una **partecipazione più ampia delle risorse distribuite ai servizi di flessibilità**, valorizzando anche il contributo della **domanda residenziale**. A tal fine, è necessario superare la frammentazione delle attuali iniziative locali e definire un quadro regolatorio nazionale stabile e armonizzato, fondato su requisiti di accesso, criteri di qualifica, metodologie di baseline, meccanismi di remunerazione e processi di settlement comuni.

La progressiva evoluzione dei progetti sperimentali verso un modello strutturale dovrebbe essere accompagnata da una programmazione pluriennale dei fabbisogni, che consenta agli operatori di pianificare gli investimenti e ai clienti di conoscere con maggiore chiarezza le condizioni e i benefici della partecipazione. Particolare attenzione dovrebbe essere riservata alle risorse di minore dimensione, attraverso soglie di accesso adeguate, gestione delle prestazioni a livello aggregato e una remunerazione che riconosca anche la disponibilità della capacità flessibile.

Occorre inoltre valorizzare le infrastrutture di misura esistenti, garantire agli aggregatori un accesso tempestivo e standardizzato ai dati necessari e completare l'attuazione del TIDE, con particolare riferimento alla separazione tra BSP e BRP e alla definizione di un processo nazionale uniforme per il cambio del BSP. L'obiettivo dovrebbe essere la costruzione di un mercato della flessibilità interoperabile,

accessibile e stabile, nel quale la domanda e le risorse distribuite possano assumere un ruolo strutturale.

Evoluzione del TIDE e revisione approvvigionamento servizi ancillari

Si valuta positivamente il percorso di attuazione del TIDE, ma si chiede un'ulteriore evoluzione del mercato del bilanciamento e ridispacciamento al fine di valorizzare adeguatamente servizi oggi non remunerati (o remunerati in modo insufficiente). In particolare:

- Si ritiene opportuno che l'Autorità avvii una riflessione strutturata sull'evoluzione della disciplina degli **intervalli di fattibilità**, alla luce del crescente ruolo che tali strumenti hanno assunto nella gestione operativa del sistema e delle congestioni. Gli intervalli di fattibilità costituiscono una risorsa essenziale per la sicurezza e per l'approvvigionamento implicito di servizi di dispacciamento; appare pertanto opportuno che il monitoraggio previsto dalla regolazione sia rapidamente reso operativo e che, sulla base delle relative evidenze, sia valutata l'introduzione di meccanismi di valorizzazione economica delle capacità effettivamente riservate agli operatori, anche alla luce degli evidenti benefici sui costi di sistema che tale approvvigionamento ha prodotto negli anni;
- Si segnala l'opportunità di completare il quadro regolatorio relativo alla remunerazione dei servizi ancillari non frequency attraverso una progressiva revisione dei meccanismi di approvvigionamento, anche attraverso il confronto con le esperienze adottate negli altri Paesi europei, al fine di assicurare segnali efficienti e un adeguato riconoscimento del valore sistemico delle risorse che li forniscono.
- Si ritiene opportuno che l'Autorità avvii una riflessione sull'evoluzione della disciplina dei servizi di emergenza e di ripristino del sistema elettrico. In particolare, il servizio di Black-Start assume una rilevanza crescente in un sistema caratterizzato da una maggiore presenza di risorse distribuite non programmabili. Appare pertanto opportuno valutare soluzioni che assicurino un'adeguata remunerazione agli operatori, coerente con il contributo fornito alla sicurezza e alla resilienza del sistema elettrico. Si suggerisce di approfondire gli effetti economici associati ai vincoli energetici imposti alle unità ad energia limitata per finalità di sicurezza e riaccensione del sistema. Tali vincoli possono incidere sulla disponibilità effettiva delle risorse e sulle relative opportunità di partecipazione ai mercati; appare pertanto opportuno che l'Autorità ne valuti gli impatti economici e preveda unadeguato meccanismo di remunerazione.

Nell'ambito del completamento del market design e del progressivo accoppiamento dei mercati europei del bilanciamento, si ritiene opportuno proseguire le valutazioni relative all'introduzione dei prezzi negativi anche nel mercato del bilanciamento e ridispacciamento, oggi caratterizzato da vincoli di prezzo non presenti nella maggior parte dei mercati europei. Un'evoluzione in tal senso consentirebbe una maggiore armonizzazione con le piattaforme europee e una più efficiente valorizzazione della flessibilità delle risorse.

Superamento del PUN

Quanto al superamento del PUN a favore dei prezzi zonal, l'Associazione ne comprende la logica ma ne sottolinea la delicatezza: la concentrazione della generazione rinnovabile al Sud, se non bilanciata da un adeguato sviluppo delle infrastrutture di trasporto e di accumulo, potrebbe generare differenziali di prezzo rilevanti, con un impatto significativo sui consumatori industriali del Nord (in particolare gli energivori). Si chiede pertanto che il passaggio sia accompagnato da un'**estesa analisi di impatto economico e operativo e da un ampio percorso consultivo** con operatori e associazioni di categoria.

In particolare, il passaggio per la domanda elettrica ad una configurazione ancorata sui prezzi zonal dovrebbe essere **coordinato con la realizzazione delle infrastrutture** previsti dal Piano di Sviluppo di Terna e con la progressiva entrata in esercizio di risorse di flessibilità necessarie per consentire al sistema di gestire in modo efficiente la crescente variabilità della generazione determinata dalla maggiore penetrazione di fonti rinnovabili. Tale coordinamento è opportuno in considerazione del fatto che gli attuali differenziali di prezzo tra le zone riflettono ancora, almeno in parte, vincoli di rete e congestioni strutturali. In assenza dei necessari sviluppi infrastrutturali, la domanda nelle zone in cui si formano prezzi maggiori si troverebbe a pagare l'energia ad un prezzo superiore nonostante nelle tariffe elettriche siano già inclusi i costi necessari per eliminare i vincoli di rete interzonali. Si determinerebbe, pertanto, il rischio di una sovrapposizione tra gli oneri tariffari sostenuti per la rimozione delle congestioni e i differenziali di prezzo

generati dalle medesime congestioni, prima che gli investimenti abbiano prodotto i relativi benefici in termini di capacità di trasporto.

Alla luce di quanto sopra, si ribadisce la necessità che la riforma sia attuata secondo tempistiche coerenti con lo sviluppo della rete e delle risorse di flessibilità, affinché i segnali di prezzo locazionali si traducano in un effettivo miglioramento dell'efficienza allocativa e del funzionamento del mercato, evitando che, in assenza delle necessarie condizioni abilitanti, la maggiore granularità zonale determini una mera amplificazione dei differenziali di prezzo esistenti.

Infine, si segnala che il passaggio ai prezzi zonalmente anche per la domanda determinerà una maggiore esposizione dei consumatori alla variabilità dei differenziali zonalmente, con effetti potenzialmente più rilevanti nelle zone meridionali. Inoltre, l'assenza di un PUN e la necessità di coprire i differenti Pz, potrebbe limitare la disponibilità e l'efficacia degli strumenti di copertura e la liquidità dei mercati dei prodotti di copertura, rendendo più complessa per gli operatori la gestione del rischio di prezzo.

Pertanto, è necessario che il provvedimento per il superamento del PUN sia pubblicato con opportuno anticipo per permettere agli operatori di adeguare contratti e coperture.

L'entrata in vigore del nuovo TIDE rende inoltre necessario completare la riforma del settlement, già avviata da alcuni anni dall'Autorità: la crescente disponibilità di dati di misura tempestivi e affidabili, resa possibile dalla diffusione degli smart meter di seconda generazione, consente un'evoluzione della disciplina verso una regolazione più rapida ed efficiente delle partite economiche sottese alla chiusura dei bilanci energia. È tuttavia essenziale accelerare questo percorso di riforma garantendo, al contempo, tempi di adeguamento dei sistemi adeguati per tutti i soggetti della filiera (distributori, venditori, Acquirente Unico, Terna), affinché la transizione avvenga in modo corretto e ordinato.

Nell'attesa del completamento del quadro regolatorio, che si auspica possa avvenire coinvolgendo gli operatori interessati attraverso opportune consultazioni, è necessario che venga ulteriormente **posticipato l'avvio della nuova disciplina del settlement e delle perdite di rete**, prevedendo una tempistica congrua per consentire agli operatori di adeguare i propri sistemi.

In tal senso segnaliamo che sarebbe opportuno:

- Convocare l'attivazione di opportuni **focus group**, per chiarire i dettagli operativi (in particolar modo nella redazione dei bilanci energetici);
- Pianificare una fase di **test/prove** in bianco sufficientemente lunga per testare adeguatamente i nuovi processi.

Infine, considerato che l'energia distribuita dagli SDC rispetto a quella dei DSO è di ordini di grandezza inferiore, si propone di esentare i Gestori di SDC dall'applicazione della nuova disciplina oppure prevedere un regime semplificato in virtù del fatto che tali misure generano impatti significativi per i gestori in termini di oneri di gestione a fronte di un apporto irrilevante in termini di benefici per il sistema, tenendo conto. In subordine proponiamo un'applicazione in termini semplificati.

Connessioni alla rete e saturazione virtuale

Si condivide l'obiettivo di aggiornare la regolazione delle connessioni per contrastare la saturazione virtuale della rete, che ad oggi è uno degli ostacoli più rilevanti allo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili. L'evoluzione della disciplina dovrebbe tuttavia tenere in debita considerazione la **salvaguardia degli investimenti già avviati** - incluse le soluzioni di connessione già rilasciate per progetti con provvedimento ambientale positivo o procedimento autorizzativo avviato - e riconoscere una **priorità di trattamento alle richieste relative a repowering** e ricostruzione integrale di impianti esistenti, in ragione del loro maggiore grado di maturità e dell'assenza di ulteriore consumo di suolo. Una maggiore trasparenza sulle richieste in corso e sulle soluzioni già rilasciate contribuirebbe inoltre a una migliore programmazione degli investimenti di rete. Si ritiene necessario, inoltre, che le regole attuative tengano conto della disomogeneità strutturale dei tempi di permitting tra le diverse tecnologie, adottando criteri che non sfavoriscano le tecnologie con iter più lunghi rispetto a quelle con permitting più rapido.

Nell'attuazione della riforma prevista dall'articolo 7 del DL 21/2026 e delle relative procedure di assegnazione della capacità, si ritiene inoltre necessario **coordinare il criterio del "first permitted - first**

served" con i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili, nei quali l'assegnazione dei contingentati avviene sulla base del merito economico delle offerte. In assenza di un coordinamento preventivo potrebbero infatti emergere disallineamenti tra l'ordine di accesso alla connessione e l'esito delle procedure FER. Considerato il ruolo determinante assunto dall'ordine temporale del permitting, il relativo processo dovrebbe essere definito secondo regole pubbliche, trasparenti e univoche, così da ridurre il rischio di incertezze applicative, contenziosi e blocchi degli investimenti.

In aggiunta, al fine di favorire la crescita degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili, si ritiene necessario introdurre una semplificazione di alcuni adempimenti attualmente previsti dal Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA). In particolare, per agevolare gli interventi di ammodernamento e revamping degli impianti esistenti, sarebbe opportuno **ampliare le fattispecie di modifiche realizzabili senza la necessità di aggiornare il preventivo** di connessione e tramite l'invio di una comunicazione al gestore di rete. A titolo esemplificativo, fermo restando il rispetto dei limiti relativi alla variazione della potenza in immissione previsti dall'articolo 40.7 del TICA (pari al minor valore tra il 10% della potenza precedentemente richiesta in immissione e 100 kW), dovrebbe essere espressamente consentita la modifica, anche in riduzione, di ulteriori parametri dell'impianto, quali la potenza nominale installata senza l'obbligo di richiedere una variazione della connessione esistente. Una misura di questo tipo che dovrebbe essere accompagnata dalla possibilità di aggiornare in automatico tali dati anche su Gaudi, eviterebbe inutili aggravamenti procedurali e significativi allungamenti dei tempi di realizzazione degli interventi, accelerando l'entrata in esercizio di nuova capacità rinnovabile e generando benefici sia per gli operatori sia per il sistema elettrico nel suo complesso.

Infine, sempre al fine di velocizzare e favorire il repowering del parco rinnovabile esistente, sarebbe utile prevedere una procedura semplificata che consenta al produttore, previo inserimento dell'identificativo TICA dell'impianto oggetto di potenziale repowering, di ottenere l'indicazione della potenza massima aggiuntiva che si potrebbe connettere sul punto di connessione esistente senza necessità di nuove infrastrutture di rete.

Nucleare sostenibile

Il nuovo nucleare sostenibile rappresenta per l'Italia un'opportunità strategica per rafforzare la sicurezza energetica, ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione con una fonte programmabile complementare alle rinnovabili. L'Associazione auspica che l'Autorità accompagni questo percorso con un quadro regolatorio adeguato.

Si evidenzia tuttavia come la prospettiva di sviluppo del nucleare nel nostro paese, oltre a non apparire immediata, non deve considerarsi sostitutiva ma complementare ad un pieno sviluppo delle fonti rinnovabili, che rappresenta la via prioritaria per la decarbonizzazione e competitività del sistema energetico italiano.

ESCo ed efficienza energetica

Le Energy Service Companies svolgono un ruolo centrale nella transizione energetica e nella decarbonizzazione, grazie alla loro capacità di promuovere interventi di efficienza energetica e soluzioni innovative. Le misure di tutela rivolte ai clienti di piccole dimensioni potrebbero generare effetti collaterali involontari sulle ESCo, come già accaduto in passato. Si auspica che eventuali nuovi interventi tengano conto degli impatti trasversali sull'intera filiera dei servizi energetici. Ad esempio, eventuali agevolazioni per i piccoli consumatori non dovrebbero essere correlate agli scaglioni di consumo di gas, ma piuttosto tali misure a un perimetro chiaramente definito di clienti vulnerabili. Analogamente, un'eventuale fiscalizzazione degli oneri generali di sistema - pur di interesse per ridurre il peso della bolletta - dovrebbe essere accompagnata da meccanismi espliciti di supporto agli investimenti in efficienza energetica e autoconsumo, per non indebolirne la convenienza economica. Il tema riveste carattere di particolare rilevanza attesa anche la progressiva riduzione degli oneri generali di sistema associati ai regimi incentivanti storici delle fonti rinnovabili destinata a ridurre il differenziale economico tra energia prelevata dalla rete ed energia autoconsumata (cfr. Relazione ARERA n. 301/2026/I/EFER).

Autoconsumo diffuso e comunità energetiche

Per una più efficace diffusione delle configurazioni di autoconsumo diffuso e comunità energetiche,

secondo Eletticità Futura occorrerebbe **superare gli attuali limiti dimensionali** degli impianti (oggi fissati a 1 MW) e il vincolo dell'allacciamento alla medesima cabina primaria, valorizzando pienamente l'apertura introdotta dal D.Lgs. 3/2026, che consente di associare impianti fino a 6 MW nella stessa zona di mercato. L'inclusione dei clienti industriali potrebbe inoltre rafforzare la sostenibilità economica delle comunità energetiche e accelerare l'elettrificazione dei siti produttivi.

In coerenza con questa impostazione, si propone di superare la logica del mero incentivo a favore di una piena condivisione dell'energia, ampliando il perimetro applicativo alla zona di mercato e innalzando i limiti di potenza degli impianti ammessi, in piena attuazione delle direttive europee REDII e mercato elettrico.

La regolazione dovrebbe accompagnare l'evoluzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili da configurazioni prevalentemente orientate alla condivisione incentivata dell'energia verso modelli più ampi, capaci di integrare produzione rinnovabile, efficienza e riqualificazione energetica, accumulo, gestione della domanda, flessibilità e mobilità elettrica.

A tal fine, appare necessario razionalizzare il quadro normativo, chiarendo la natura giuridica delle CER, le attività esercitabili, il ruolo degli operatori professionali e le modalità di aggregazione e cooperazione tra configurazioni, anche per conseguire economie di scala e ridurre progressivamente la dipendenza dagli incentivi. Il nuovo Market Design richiede inoltre di disciplinare in modo organico il rapporto tra CER, clienti attivi, accordi di condivisione e altri modelli di autoconsumo, definendo funzioni e responsabilità dell'organizzatore della condivisione, condizioni di partecipazione delle imprese, criteri di allocazione dell'energia e trattamento delle garanzie di origine.

Monitoraggio, REMIT ed enforcement

Si condivide l'esigenza di rafforzare il monitoraggio dei mercati all'ingrosso, a condizione che l'attuazione della disciplina REMIT avvenga secondo criteri di piena armonizzazione europea, in coerenza con gli orientamenti di ACER e le prassi applicate negli altri Stati membri, evitando "gold plating" e "over-regulation".

In particolare, si segnala la necessità che le attività di monitoraggio ed enforcement siano volte ad intercettare situazioni realmente patologiche che non rappresentano dinamiche di mercato genuine degli operatori che devono salvaguardare gli equilibri economico-finanziari delle proprie iniziative. Tali attività dovrebbero sempre svilupparsi secondo i principi di proporzionalità, certezza (e non invece interpretazione) del diritto e chiarezza preventiva delle regole, al fine di evitare che l'incremento dei controlli generi incertezza operativa o che si risolva in un onere burocratico che impedisca di concentrare l'attività istruttoria sui casi effettivamente meritevoli di attenzione.

Tra l'altro gli strumenti di monitoraggio ex-ante e di screening, utilizzati per individuare anomalie statistiche, possono costituire un valido supporto all'attività di monitoraggio dei mercati ma **l'accertamento di una condotta manipolativa deve necessariamente basarsi su un'analisi puntuale e specifica del caso oggetto di valutazione**. In relazione, ad esempio, alla proposta avanzata nel documento di sviluppare *"strumenti e piattaforme idonei a simulare i mercati all'ingrosso"* mirati a favorire *"la trasparenza delle condotte degli operatori e una più efficace attività di monitoraggio"* si ritiene fondamentale che algoritmi di funzionamento, fonti dati utilizzate e criteri che determinano gli output (e quindi i risultati delle verifiche) di tali simulatori vengano valutati con estrema attenzione, previa concertazione con tutti gli stakeholder interessati (sia nazionali che comunitari), al fine di evitare falsi positivi e valutazioni errate.

In questa prospettiva, le modalità di verifica del trasferimento dei rimborsi nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici, proposte nel DCO 222/2026/R/eel, non appaiono pienamente in linea con il Regolamento REMIT e le Linee Guida ACER: queste ultime non ammettono un'identificazione meccanica tra costo del combustibile e prezzo dell'energia, riconoscendo la legittimità di altri costi e costi-opportunità nella formulazione delle offerte. Un regime di segnalazione automatica rischia quindi di trattare come indizio di condotte manipolative anche costi che rientrano legittimamente nel calcolo del prezzo; coerentemente con le posizioni più recenti di ACER, le segnalazioni dei PPAT alle Autorità dovrebbero avvenire solo in presenza di sospetti ragionevoli, motivati e contestualizzati, e non per effetto di alert generati automaticamente. (Si rinvia alle osservazioni Eletticità Futura alla consultazione n.222 per maggiori dettagli).

Infine, il quadro dei monitoraggi di mercato deve prevedere un **pieno coordinamento tra le diverse Autorità coinvolte** e, per quanto possibile, l'utilizzo delle informazioni già disponibili nei diversi flussi di monitoraggio e rendicontazione.

In tale contesto, supportando l'avvio di iniziative volte a sistematizzare il quadro dei controlli e delle attività di monitoraggio, si ritiene indispensabile che l'Autorità avvii un momento di confronto preventivo con gli operatori volto a codificare un quadro unico dei monitoraggi che tuttora non risulta pienamente previsto anche nelle indicazioni delineate della delibera 272/2026/R/eel.

Si ritiene opportuno chiarire che la corretta applicazione del REMIT deve consentire di **valorizzare, oltre al costo marginale, anche costi-opportunità** economicamente giustificati. Tali costi possono riflettere il valore delle alternative disponibili nei mercati sequenziali (day-ahead, intraday e bilanciamento), nonché le legittime coperture dei rischi, inclusi il rischio di sbilanciamento, l'incertezza della produzione e il valore della flessibilità fisica. I criteri di verificabilità ex ante dovrebbero pertanto essere oggettivi e coerenti con le informazioni ragionevolmente disponibili all'operatore al momento dell'offerta, evitando che il presidio regolatorio si traduca, anche di fatto, in una fissazione amministrativa dei livelli di bidding.

B. Mercati retail competitivi, partecipati e affidabili

Elettricità Futura condivide l'obiettivo di mercati retail competitivi e affidabili, e ricorda che il mercato elettrico italiano presenta già un livello di dinamicità e di concorrenza superiore alla media europea. In questa prospettiva, la regolazione dovrebbe rafforzare gli strumenti a garanzia della qualità dei venditori dotarsi di strumenti realmente efficaci per escludere dal mercato gli operatori scorretti, senza tuttavia irrigidire eccessivamente il mercato.

Su temi più sensibili quali l'analisi dei margini dei venditori, l'associazione nutre perplessità sugli effettivi benefici ai fini della competitività e affidabilità dei mercati, e suggerisce un approccio prudente e la tutela della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

Si suggerisce infine il consolidamento delle misure regolatorie per la gestione dei casi di morosità, per ridurre il rischio incorporato nei prezzi di fornitura, a beneficio dei clienti finali e con minore rischio di socializzazione degli oneri.

OS.22 Garantire la concorrenza dei mercati retail proteggendo i consumatori

L'Autorità intende promuovere mercati retail più competitivi, trasparenti e comprensibili, in cui il consumatore domestico o la PMI operi come soggetto consapevole, monitorando gli sviluppi del mercato libero con nuovi indicatori e campagne ispettive. È prevista l'innovazione del Codice di condotta commerciale, con riforma della regolazione precontrattuale e contrattuale e recepimento delle novità europee e nazionali, e l'ampliamento delle funzionalità di Portale Offerte e Portale Consumi per la piena confrontabilità delle offerte, incluse quelle a prezzo dinamico. Previsti inoltre l'efficientamento dello switching, il completamento del sistema indennitario, strumenti per accompagnare clienti non vulnerabili e piccole imprese nel superamento del STG, la definizione del futuro servizio di tutela della vulnerabilità, il monitoraggio della riforma della bolletta e l'analisi dei margini dei venditori ex DL 21/2026.

Elettricità Futura condivide l'obiettivo di mercati retail competitivi, trasparenti e affidabili, e osserva che gli strumenti regolatori dovrebbero preservare la capacità di innovazione degli operatori.

Dinamicità del mercato, Elenco Venditori e Sistema Indennitario

Il mercato elettrico italiano presenta livelli di dinamicità particolarmente elevati: nel 2024 il tasso di cambio fornitore si è attestato al 24%, a fronte di una media europea del 9%, e si è mantenuto elevato anche nel 2025 (20,5%), mentre continua a crescere la platea dei clienti serviti nel mercato libero. Anche l'offerta è estremamente concorrenziale, con circa mille soggetti iscritti agli Elenchi Venditori gestiti dal MASE per i settori elettrico e gas: una frammentazione che, se da un lato testimonia la vivacità competitiva del mercato, dall'altro accresce l'esposizione del sistema e dei consumatori a condotte irregolari o fraudolente. In termini di prezzo, pur in presenza di un mix di generazione fortemente dipendente dal gas, la spesa dei clienti domestici italiani si colloca sostanzialmente sui livelli medi europei, anche grazie alla maggiore efficienza storicamente mostrata dal comparto della distribuzione rispetto ad altri Paesi europei.

Elettricità Futura condivide l'obiettivo dell'Autorità di rafforzare i requisiti dell'Elenco Venditori e auspica la tempestiva attivazione dei monitoraggi introdotti dalla Delibera 58/2026 sulla riforma dello switching in 24 ore. Si segnala tuttavia che una maggiore rapidità del cambio fornitore può favorire morosità opportunistiche e il cosiddetto "turismo energetico", ossia il ricorso ripetuto al cambio di fornitore per non onorare le fatture: si ritiene quindi maturo il momento per dare piena attuazione al dettato normativo di recepimento della direttiva 2019/944 (art. 7.7 del D.Lgs. 210/2021), che prevede limitazioni al cambio fornitore in caso di morosità conclamata. Si auspica inoltre che il processo di consultazione avviato con il DCO 248/2026 – del quale si accolgono con favore la riduzione dei tempi di funzionamento e del numero di soggetti coinvolti nel processo - conduca a un Sistema Indennitario più efficace senza tuttavia introdurre alcun cap ai corrispettivi di compensazione (CMOR), come invece prospettato nel documento di consultazione.

Permangono infine, sul fronte del telemarketing, tentativi di attivazione fraudolenta di contratti ai danni dei clienti, con ricadute economiche e reputazionali anche sugli operatori che agiscono correttamente: si condivide pertanto la necessità di un più stretto coordinamento tra le Autorità competenti per contrastare il fenomeno. Per questo motivo, si ritiene necessaria l'introduzione di una regolazione speculare volta a garantire onorabilità e professionalità dei soggetti che operano in qualità di intermediari nella vendita di energia.

Contrasto alle pratiche commerciali scorrette

Si segnala il permanere di tentativi di attivazione fraudolenta di contratti in danno dei clienti, con ripercussioni economiche e reputazionali anche per le imprese che operano correttamente, e si condivide la necessità di un coordinamento tra le Autorità competenti per contenere il fenomeno. Si chiede che l'azione di contrasto sia mirata a individuare tempestivamente i soggetti che adottano comportamenti sistematicamente non conformi, prevedendo strumenti realmente efficaci per la loro esclusione dal mercato, anziché tradursi in maggiori oneri amministrativi e operativi per gli operatori già conformi e in una limitazione di opportunità per i consumatori, senza incidere significativamente su chi opera strutturalmente in maniera scorretta.

Gestione della morosità

Un sistema più efficiente di gestione della morosità riduce il rischio di credito incorporato nei prezzi di fornitura, a beneficio dei clienti finali e con minore rischio di socializzazione degli oneri. Le aziende associate propongono, in questa direzione: l'eliminazione del doppio preavviso oggi previsto per la sospensione e la successiva interruzione della fornitura; una più chiara regolazione dell'addebito della morosità del volturato in caso di voltura tra soggetti collegati (familiari conviventi o società dello stesso gruppo); la limitazione ai soli clienti domestici degli attuali tempi minimi di preavviso, oggi applicati indistintamente anche a PMI e grandi consumatori energivori; una piena neutralità finanziaria delle società di vendita rispetto agli oneri e ai rischi derivanti dalle sospensioni dei pagamenti disposte in occasione di eventi emergenziali.

Inoltre si propone una modifica della regolazione volta a evitare la riattivazione dei punti sospesi per morosità in occasione degli switching; quanto auspicato assume ancor più rilievo alla luce delle recenti modifiche introdotte dalla delibera 58/2026/Reel.

Regolazione precontrattuale e contrattuale e offerte a prezzo fisso/dinamico

Il quadro di regole a tutela dei clienti nel mercato libero è già oggi molto articolato, con garanzie che coprono sia la fase precontrattuale sia la gestione del rapporto (bolletta, rinnovi) e con disposizioni introdotte anche di recente dall'Autorità (es. delibera 386/2025 di razionalizzazione dei corrispettivi di vendita nelle offerte): si ritiene quindi opportuno lavorare su affinamenti mirati, evitando soluzioni invasive che rischiano di alterare i principi alla base del mercato libero. In questa prospettiva, le misure sui rinnovi di prezzo alla scadenza delle condizioni economiche, qualora fossero approvate nella formulazione prospettata dalla consultazione ARERA 304/2026, introdurrebbero una forma di controllo dei prezzi al rinnovo non coerente con il funzionamento del mercato libero e scoraggerebbero le offerte a prezzo fisso, che andrebbero invece incentivate in quanto costituiscono uno strumento in grado di proteggere i clienti dalla volatilità dei mercati all'ingrosso: si suggerisce pertanto un approccio prudente, preceduto da

un'attenta valutazione degli impatti dei diversi scenari regolatori e da una seconda consultazione sul tema.

Con riferimento alle offerte a prezzo dinamico, si segnala che esse presentano una struttura economica e commerciale significativamente diversa da quella delle offerte tradizionali e richiedono un elevato grado di flessibilità nella progettazione delle condizioni economiche e contrattuali, anche in ragione dell'integrazione con servizi di domotica, sistemi di gestione intelligente dei consumi, applicazioni digitali, strumenti di demand response e ulteriori servizi a valore aggiunto. Si chiede pertanto che l'innovazione della regolazione precontrattuale e contrattuale e l'eventuale revisione del Codice di condotta commerciale evitino schemi eccessivamente rigidi o standardizzati e che gli strumenti di comparazione evidenzino con chiarezza le specificità di tali offerte, anziché ricondurle a parametri di confronto non rappresentativi del loro funzionamento e del loro valore per il cliente.

Con specifico riferimento ai rinnovi delle condizioni economiche, si ritiene essenziale preservare la certezza del periodo di validità del prezzo contrattuale: un prezzo definito per un orizzonte temporale determinato può essere eventualmente prorogato dall'operatore, ma non dovrebbe trasformarsi in un vincolo a mantenerlo a tempo indeterminato. In tale prospettiva, il concetto di "giustificato motivo" dovrebbe essere chiaramente distinto tra rinnovo e variazione unilaterale: nel primo caso la nuova condizione economica sostituisce un prezzo giunto a scadenza secondo quanto previsto dal contratto, mentre nel secondo interviene su condizioni ancora in corso di validità. La regolazione dovrebbe inoltre salvaguardare, nel quadro liberalizzato della vendita, la legittima autonomia delle politiche commerciali e di margine e la riservatezza delle relative strategie.

Analisi dei margini dei venditori

Si chiede particolare cautela nell'attuazione delle disposizioni del decreto-legge 21/2026 in materia di analisi dei margini, tema tecnicamente complesso e mediaticamente sensibile. Il margine conseguito da un operatore non può essere automaticamente assimilato a un extraprofitto o a un indicatore di comportamenti non conformi, in quanto risultato di una pluralità di fattori quali le politiche di approvvigionamento, le strategie di copertura del rischio, gli investimenti commerciali e tecnologici, i costi di acquisizione e gestione della clientela, il rischio di credito e il livello dei servizi offerti; in un mercato concorrenziale è fisiologico che operatori diversi conseguano livelli di marginalità differenti. Si chiede pertanto che la raccolta, l'utilizzo e l'eventuale divulgazione di tali dati, che possono avere natura commercialmente sensibile, siano assistiti da adeguate garanzie di riservatezza e che eventuali metodologie di analisi siano definite previo confronto con gli operatori, così da consentire una corretta interpretazione dei dati.

Ai fini dell'attuazione dell'obbligo informativo sui margini, si ritiene inoltre opportuno valorizzare prioritariamente il patrimonio informativo già disponibile attraverso il Portale Offerte, che raccoglie le offerte di energia elettrica e gas aperte al pubblico, evitando per quanto possibile duplicazioni nelle raccolte dati. La metodologia dovrebbe tenere conto delle specifiche complessità di attribuzione dei costi e dei rischi alle singole offerte - tra cui costi di copertura delle offerte a prezzo fisso, servizi extra-commodity, allocazione dei costi fissi e di acquisizione, rischio volume, morosità, processi allocativi e settlement - e mantenersi coerente con il carattere liberalizzato dell'attività di vendita, senza trasformare l'analisi dei margini in una forma indiretta di controllo delle politiche di prezzo.

Dati energetici e partecipazione attiva dei clienti

Si condivide l'obiettivo di rafforzare la partecipazione attiva e consapevole dei clienti, valorizzando i dati energetici come infrastruttura abilitante per l'efficienza, l'ottimizzazione dei consumi, la flessibilità e lo sviluppo di servizi innovativi. A tal fine, è necessario garantire dati completi, affidabili, tempestivi e granulari, accessibili attraverso processi digitali standardizzati, sicuri e interoperabili, superando l'attuale frammentazione dei sistemi e dei flussi informativi. Il cliente dovrebbe mantenere il controllo sui propri dati e poter autorizzare in modo semplice e trasparente l'accesso da parte dei soggetti delegati. La regolazione, in coordinamento con il quadro europeo, dovrebbe quindi assicurare un equilibrio tra tutela dei clienti, protezione delle informazioni e innovazione, favorendo un ecosistema nel quale i consumatori possano compiere scelte più consapevoli e gli operatori sviluppare servizi personalizzati e funzionali alla transizione energetica.

C. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture nella transizione energetica

Elettricità Futura condivide l'indirizzo dell'Autorità secondo cui lo sviluppo delle infrastrutture energetiche è elemento centrale per la sicurezza e l'efficienza della transizione.

Suggerisce che la regolazione valorizzi sia le soluzioni infrastrutturali tradizionali che l'apporto della flessibilità locale.

OS.23 Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali e impiegare meccanismi innovativi

Proseguire l'attuazione dell'approccio ROSS, con criteri di riconoscimento dei costi orientati alla spesa totale per tutti i servizi infrastrutturali (ROSS-base), integrati per i principali operatori da logiche forward-looking basate sulla validazione dei piani industriali (ROSS-avanzato), superando la separazione tra costi operativi e investimenti e il connesso rischio di sovracapitalizzazione. Per i periodi regolatori dal 2028 sarà data priorità a meccanismi di incentivazione dell'efficienza delle spese di capitale, con attenzione a gradualità, semplificazione, selettività delle imprese coinvolte, peculiarità della distribuzione gas e concessioni elettriche; per gli operatori minori sono previste tariffe parametriche. Previsti il completamento della metodologia RORE sui rendimenti effettivi, l'aggiornamento della separazione contabile e la revisione del WACC dal 2028, con omogeneità tra servizi e armonizzazione europea. La regolazione dovrà inoltre favorire grid-enhancing technologies, soluzioni non-wire, flessibilità e digitalizzazione, anche tramite sandbox e progetti pilota.

Elettricità Futura condivide l'indirizzo dell'Autorità secondo cui lo sviluppo delle infrastrutture energetiche rappresenta un elemento centrale per garantire sicurezza, resilienza ed efficienza nella transizione energetica.

In tale prospettiva, è importante che **TSO e DSO adottino piani di sviluppo coerenti tra loro e con gli scenari** di elettrificazione, con l'evoluzione della domanda e con gli obiettivi di decarbonizzazione, e che di tali piani siano verificati sostenibilità economica, tempistiche e rischi realizzativi.

In via preliminare, si evidenzia che l'introduzione della regolazione ROSS integrale interviene in una fase particolarmente importante per i DSO, chiamati ad affrontare le sfide della transizione energetica. In tale contesto, si ritiene necessario che l'evoluzione della regolazione sia accompagnata da una significativa semplificazione metodologica e operativa, da tempistiche di implementazione gradualmente e da un adeguato confronto con gli operatori. Ciò al fine di garantire un quadro regolatorio stabile e prevedibile.

Quanto all'indicatore RORE, si ritiene opportuno adottare un approccio graduale e improntato al confronto con gli operatori. In particolare, si auspica l'attivazione di specifici tavoli tecnici finalizzati ad analizzare diversi aspetti della disciplina tracciata dall'Autorità, meritevoli di confronto ed evoluzione ai fini di una corretta misurazione dell'indicatore.

Si auspica, inoltre, che gli strumenti basati sulle analisi costi benefici a sostegno dell'output-regulation vengano confermati per i prossimi anni in modo che gli investimenti funzionali a garantire la sicurezza, l'affidabilità e la qualità del servizio, possano beneficiare del tempestivo riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese.

Sempre in ambito analisi costi-benefici, si ritiene che le categorie oggetto di valorizzazione economica debbano includere anche quelle tipologie di benefici di tipo sistemico connessi, ad esempio, alla sicurezza del sistema elettrico e all'integrazione delle risorse rinnovabili.

Con specifico riferimento alla qualità tecnica del servizio, si rileva che l'evoluzione del contesto operativo e climatico stia evidenziando la necessità di un aggiornamento del relativo quadro regolatorio affinché tenga conto dell'impatto crescente dei fenomeni meteorologici estremi (ad esempio, andando a rivedere la regolazione delle interruzioni brevi). Riguardo la Qualità commerciale, si ritiene che l'attuale quadro regolatorio debba essere aggiornato introducendo una maggiore semplificazione unitamente a dei meccanismi di incentivazione che prevedano specifiche forme di premialità per i DSO più virtuosi in grado di controbilanciare l'attuale sistema che prevede esclusivamente indennizzi.

In sintesi, si condivide il principio secondo cui l'adeguatezza delle reti di distribuzione sia perseguita attraverso una regolazione output-based.

Accanto all'assetto attuale, che tende a favorire soluzioni infrastrutturali, il cui investimento entra nel capitale investito riconosciuto (RAB), andrebbe **valorizzato l'approvvigionamento di flessibilità locale** nell'ambito dei progetti pilota. Si propone di: introdurre meccanismi di premialità sull'approvvigionamento di flessibilità da parte dei DSO che vadano oltre la mera copertura tariffaria dei costi; estendere l'analisi costi-benefici dei Piani di Sviluppo dei DSO anche all'opzione di flessibilità locale, previo percorso di consultazione finalizzato a definire una metodologia CBA specifica per questa casistica; adottare un principio di preferenza per la soluzione a minor costo di sistema, indipendentemente dalla sua natura CAPEX o OPEX.

Coerentemente, la pianificazione coordinata tra TSO e DSO dovrebbe integrare esplicitamente la flessibilità locale tra le opzioni di sviluppo valutate fin dalla fase di pianificazione, adottando scenari condivisi e interfacce informative trasparenti tra i due livelli di rete.

Un ruolo importante potrebbe essere svolto anche dai **contratti di connessione flessibili**, introdotti dal D.Lgs. 3/2026: questi possono contribuire a sbloccare le richieste di connessione, in particolare per impianti FER e nuovi carichi, se accompagnati da un modello standard di contratto, da criteri predefiniti per la conversione in accordi stabili a seguito degli sviluppi di rete e da un ruolo chiaramente definito dei dispositivi di controllo (CCI e SLI o altri apparati che potranno essere definiti in ambito CEI) come standard tecnico di riferimento. Resta fermo che il ricorso alla connessione flessibile dovrebbe avere natura transitoria e non tradursi in un rinvio strutturale degli investimenti necessari, e che l'analisi costi-benefici debba considerare anche i costi di gestione della capacità flessibile lungo l'intero orizzonte temporale.

OS.24 Riformare i criteri di regolazione dei servizi infrastrutturali energetici

L'Autorità ritiene necessario presidiare la definizione biennale degli scenari energetici da parte dei gestori di trasmissione e trasporto, che per effetto del Decarbonised Gas Market Package potrebbe rientrare tra le proprie competenze di approvazione. La riforma dovrà rafforzare la pianificazione anticipatoria delle reti, lo scrutinio sui piani di sviluppo e la valutazione equilibrata dei rischi di sotto e sovra-investimento, preservando l'accessibilità delle tariffe e prevenendo il CAPEX-bias con modelli di remunerazione output-based. Sono richiamati la valutazione dei piani di trasporto gas e trasmissione elettrica, il monitoraggio degli obblighi per la distribuzione elettrica dal 2027, la selettività degli investimenti nella distribuzione gas e la piena attuazione delle funzioni sul rinnovo delle concessioni elettriche in vista della scadenza 2030, con distinzione tra Piani straordinari e piani ordinari. Sarà infine valutato l'aggiornamento delle articolazioni tariffarie elettriche, in coordinamento con le nuove tipologie di utenza e la flessibilità della domanda.

Un elemento di particolare rilievo per l'Associazione, nell'ambito dell'OS.24, è la prospettiva del rinnovo delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica. La Legge di Bilancio 2025 (art. 1, commi 50-53) aveva individuato, tra gli obiettivi dei piani di investimento pluriennale dei DSO, l'aumento della flessibilità del sistema di distribuzione, anche tramite meccanismi per l'approvvigionamento di servizi di flessibilità da terzi secondo criteri di trasparenza e non discriminazione: un indirizzo di policy che Elettricità Futura ritiene particolarmente significativo.

OS.25 Quadro regolatorio per i settori dell'idrogeno e CCS

Lo sviluppo dell'idrogeno è considerato elemento abilitante della decarbonizzazione, in particolare per i settori hard-to-abate, i combustibili sintetici, il power to gas e l'integrazione delle rinnovabili, e richiede un quadro regolatorio chiaro su produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo. L'Autorità dovrà definire regole di accesso alle reti, tariffe e condizioni tecnico-economiche di sviluppo della filiera, con attenzione all'unbundling e a una remunerazione equilibrata che minimizzi i rischi di cross-subsidisation. Al decreto legislativo che le attribuisce il ruolo di autorità nazionale per l'idrogeno potrebbe aggiungersi la regolazione del trasporto e dello stoccaggio geologico della CO₂, oggi prevista solo in via transitoria. Saranno avviati numerosi procedimenti attuativi della direttiva (UE) 2024/1788, coordinati con l'evoluzione dei settori elettrico e gas per evitare ridondanze e sunk cost, valorizzando sandbox e progetti pilota, tra cui il completamento della sperimentazione di cui alla deliberazione 404/2022/R/gas.

-