

26 Novembre 2024



# Audizioni periodiche ARERA 2024

## Contributi Elettività Futura

Agostino Re Rebaudengo - Presidente Elettività Futura  
Cosetta Viganò - Resp. Affari Normativi e Regolatori Elettività Futura



# Il ruolo chiave di ARERA

La forte crescita delle energie rinnovabili necessaria a raggiungere gli **obiettivi nazionali di decarbonizzazione al 2030** rende **indispensabile disporre di regole chiare e coerenti**, non solo rispetto agli iter autorizzativi degli impianti - oggi ancora molto critici - ma anche per garantire **la sicurezza e l'efficienza della loro integrazione nel sistema elettrico**, e per creare **benefici per i consumatori i finali**.

**ARERA** svolge un **ruolo di fondamentale importanza** in questo processo, sia per **la regolazione del settore**, sia per **la partecipazione, la promozione e il monitoraggio dell'adozione di tutte le misure necessarie**, anche **da parte degli altri soggetti istituzionali coinvolti**.

**Elettricità Futura**, la principale Associazione del settore elettrico italiano che rappresenta oltre il 70% del mercato nazionale, è **a disposizione di ARERA per collaborare costruttivamente al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica**.

# Transizione energetica e azioni prioritarie

## Tra le azioni prioritarie per il breve e medio periodo

- **Mercato Retail:**
  - Favorire un **confronto corretto tra mercato tutelato e libero**
  - Implementare il **Servizio di vulnerabilità** con modalità che tengano conto anche dei costi non recuperabili degli esercenti
  - Aggiornare la regolazione in materia di **morosità, Sistema Indennitario e qualità della vendita** in vista del cambio fornitore in 24h
  - Regolamentare l'**attività di intermediazione** alla vendita e salvaguardare i clienti da pratiche scorrette
- **Mercato all'ingrosso**
  - Chiarire tutti gli aspetti legati all'**entrata in vigore del nuovo TIDE** e considerare le specificità delle tecnologie
  - Finalizzare il quadro regolatorio/disciplinare del **MACSE**
  - Aggiornare il **Mercato della Capacità** e renderlo elemento strutturale del sistema
- **Connessioni e reti**
  - Supportare lo **sviluppo delle reti**
  - Risolvere il problema della **saturatione virtuale della rete** e migliorare le procedure per il futuro
  - Aggiornare la regolazione per la gestione di impianti ibridi (es. wind+FV sulla stessa connessione)
- Mantenere misure tariffarie di supporto della **mobilità elettrica**, chiarire la disciplina delle **biomasse-rifiuto**, definire il metodo tariffario a regime per il **Teleriscaldamento**, completare la regolazione per l'avvio delle aste **FER X**

# Mercato Retail

- **Comparabilità Mercato Tutelato - Mercato Libero**

La fornitura di energia è sempre più al centro del dibattito pubblico. È importante il ruolo di ARERA nel **fare chiarezza sulle differenze tra mercato tutelato (oggi riservato ai soli consumatori vulnerabili), il Servizio a Tutele Graduali (STG) e il mercato libero.**

**La sola comparazione tra i mercati in termini di offerte e prezzo finale fatturato è semplicistica** e non tiene in considerazione la differenza tra i prodotti forniti: le forniture in maggior tutela e STG sono prodotti fortemente regolati standardizzati.

A differenza di MT e STG, nel ML il cliente ha a disposizione una vasta gamma di **offerte** che prevedono **coperture** totali o parziali dei rischi di **fluttuazione del PUN, servizi integrati** (es. elettricità + internet/telefonia, etc...), o che incentivano **scelte ambientalmente sostenibili** dei clienti. Un confronto corretto dovrebbe prevedere anche una **valorizzazione adeguata di questi servizi e dei benefici per i clienti.**

- **Gestione clienti vulnerabili**

I clienti vulnerabili sono ancora gestiti temporaneamente in maggior tutela, ma l'attuale normativa primaria prevede la futura assegnazione a gara del servizio. Occorrerà **non alimentare distorsioni rispetto ad un *level playing field* assicurato da regole predefinite che hanno disegnato i passaggi e le procedure che hanno portato alla liberalizzazione.**

Sarà al contempo indispensabile prevedere **misure per tutelare i livelli occupazionali** dei lavoratori oggi impiegati nel servizio di Maggior Tutela e a **sostenere i costi**, documentati, che non potranno essere più recuperati dagli attuali esercenti.

Occorrerà anche monitorare le iniziative legislative sull'accesso dei vulnerabili al STG, in discussione in questi giorni. Una **modifica ex post del perimetro di gara sarebbe un precedente grave in termini di certezza del diritto.** Sarebbe opportuno che l'Autorità segnalasse a Governo e Parlamento le criticità dell'eventuale adozione di una norma di questo tipo.

Sarà infine necessario **valutare con attenzione le proposte** appena poste in consultazione sulle modalità per la richiesta di **accesso dei clienti vulnerabili alla maggior tutela.**

**In generale, è fondamentale evitare un clima ostile al libero mercato che, tramite la competizione crescente, può garantire ai clienti opportunità di risparmio, scelta di prodotti e servizi innovativi, coperture dalla variabilità del PUN con offerte a prezzo fisso.**

# Mercato Retail

- **Pratiche commerciali scorrette e regolamentazione attività intermediazione vendita**

È fondamentale che il rapporto tra venditore e consumatore di energia si basato su fiducia e professionalità, **salvaguardando i clienti finali da pratiche scorrette di vendita** (*teleselling aggressivo*) e i **venditori da danni reputazionali e sanzioni** per scorrettezze attuate da agenzie di intermediazione.

Elettricità Futura, con le principali aziende associate e tutte le Associazioni rappresentative dei venditori di elettricità e gas (Energia Libera, Aiget, Proxigas, Utilitalia, Assogas) lavora a una **proposta di norma primaria che regolamenti l'attività di intermediazione alla vendita** sulla base di requisiti di **professionalità, onorabilità, formazione e attribuzione di responsabilità individuali** degli agenti che operano nell'intermediazione alla vendita di energia elettrica e di gas e di **istituzione di un Registro unico elettronico (RUE) degli intermediari alla vendita di energia operanti sul territorio nazionale**. È in corso un confronto attivo con tutti i soggetti istituzionali e gli enti (Autorità di settore e Associazioni dei consumatori) per finalizzare la proposta.

- **CLI spoofing (Calling Line Identification Spoofing)**

Il settore energetico è sempre più colpito da questo fenomeno che arreca forti disagi ai clienti finali e danni reputazionali significativi ai venditori. È quindi **urgente l'introduzione di norme e strumenti specifici per garantire il blocco delle chiamate fraudolente**. Sarebbe utile che ARERA, nell'ambito delle sue segnalazioni al Governo e Parlamento, rappresentasse la necessità di interventi concreti sul tema, a difesa del settore e degli operatori corretti. Questo però non deve tradursi in un'iper-regolazione che potrebbe irrigidire e danneggiare l'attività di telemarketing per gli operatori che già oggi osservano correttamente le regole.

# Mercato Retail

- **Evoluzioni implementate e da completare**

Negli ultimi anni la regolazione del mercato retail dell'elettricità è stata arricchita e potenziata per garantire più trasparenza informativa e qualità del servizio per i clienti e un migliore controllo sull'operato delle imprese di vendita: introduzione delle offerte PLACET, avvio dell'Elenco Venditori Elettricità (EVE) del MASE, evoluzioni della Bolletta per migliorarne trasparenza e comprensione di lettura, revisione del Codice di condotta commerciale con regole più chiare per l'interazione con i clienti in fase precontrattuale e contrattuale.

Ora urge procedere con ulteriori aggiornamenti della regolazione per migliorare il funzionamento del mercato per clienti e venditori, anche in vista del cambio fornitore in 24h previsto dal 2026 dalla Direttiva UE:

- **Aggiornare la disciplina della morosità e del Sistema Indennitario** rivedendo regole e tempistiche di applicazione e addebito indennizzo CMOR) e combattere gli effetti del «turismo energetico» (rivalutando ad es. anche l'**attuazione del DLgs. 210/21 sul blocco dello switching** per i clienti che non pagano sistematicamente le bollette)
- Riprendere i lavori per **aggiornare il Testo Integrato della Qualità della Vendita (TIQV)**, per la maggiore digitalizzazione dei processi, la semplificazione delle comunicazioni in caso di reclami e la revisione degli indici di reclusività.

È infine opportuno, anche per valorizzare l'importante lavoro svolto per l'implementazione della nuova bolletta, fornire tempestivamente tutti i chiarimenti necessari a consentire ai venditori di procedere in modo altrettanto tempestivo all'adeguamento dei propri sistemi e documenti di fatturazione secondo modalità coerenti con il quadro regolatorio di riferimento.

# Mercato Ingrosso

- TIDE

Dal 1° gennaio 2025 entreranno in vigore, con riferimento al periodo transitorio, le modifiche alla Disciplina del Mercato Elettrico e al Codice di Rete consultate negli scorsi mesi. Per gli adempimenti per la prima fase «transitoria» di implementazione del TIDE e per il completamento del quadro disciplinare del dispacciamento elettrico nelle fasi di «consolidamento» e a «regime», occorre considerare alcuni aspetti di attenzione:

- Dal punto di vista **tecnico-operativo**, le prove in bianco attualmente in corso hanno fatto emergere **dubbi e criticità che devono essere chiariti** e risolti al più presto. In particolare occorre ridefinire i requisiti per il raccordo tra i programmi quart'orari di cui all'Allegato A.25 che ha impatti significativi su tutti gli impianti abilitati e prevedere **tempistiche adeguate di implementazione delle nuove regole**. Poste le tempistiche ridotte prima dell'avvio del TIDE il 1 gennaio 2025, inoltre, potrebbe essere prevista una fase a valle dell'avvio con meccanismi di tutela per operatori e consumatori in caso di errori o *failure* della programmazione sui mercati.
- È importante garantire flessibilità nell'applicazione delle novità previste dal nuovo **Allegato A.15 del Codice di Rete** in materia di **adeguamenti del servizio ILF** (Regolazione Integrale Locale di Frequenza) fornito dagli impianti di produzione esistenti. In particolare, occorrerebbe escludere gli impianti **idroelettrici** dotati di regolatori di velocità di tecnologia meno aggiornata (non basati su PLC) non adeguabili alle nuove funzionalità e consentire 3 anni (a decorrere dall'Approvazione del nuovo A.15) per completare gli adeguamenti. In aggiunta, andrebbe previsto un rimborso anche forfettario delle **spese sostenute** per l'adeguamento. È poi necessario che ARERA avvii il ristoro degli oneri sostenuti per l'adeguamento degli impianti **BESS** all'**Allegato A.79** approvato a marzo 2023 e oggetto di proposte di modifica nelle recenti consultazioni.
- Occorre **proseguire il lavoro di confronto e concertazione con gli stakeholder nell'ambito del TIDE Stakeholder Group**, aumentando la frequenza degli incontri, al fine di consultare e individuare le modifiche alla Disciplina del Codice di Rete per le fasi di consolidamento e a regime con adeguato anticipo. Tra i temi più rilevanti da discutere ci saranno sicuramente (i) la riclassificazione dei servizi ancillari globali al momento privi di una remunerazione esplicita, (ii) approfondimenti sulle modifiche attese per la fase di consolidamento in vigore dal 01/02/2026 e (iii) la definizione del meccanismo di mercato per la riserva primaria. Un canale analogo potrebbe essere avviato con il GME.
- È necessario che si dia seguito a quelle novità del TIDE che comportano una reale innovazione e che consentono di **remunerare servizi oggi impropriamente gestiti tramite obblighi** amministrati in particolare: servizio misto prelievo/immissione, regolazione di tensione, modulazione straordinaria del carico.

# Mercato Ingrosso

- **MACSE**

Con la recente pubblicazione del DM MASE del 10 ottobre 2024 è stata approvata la Disciplina del meccanismo in vista delle prime aste per l'approvvigionamento di capacità di accumulo che saranno inizialmente dedicate al solo accumulo elettrochimico (BESS), mentre per la partecipazione dei pompaggi si è rimandato a ulteriori valutazioni di Terna.

- È importante che sia **completato al più presto il quadro delle regole** con la pubblicazione del documento sul fabbisogno di capacità di accumulo da approvvigionare con le aste per batterie e pompaggi, la Relazione tecnica sui parametri che i sistemi di accumulo dovranno rispettare, la **definizione dei parametri economici delle aste** (premi di riserva) e l'algoritmo di ripartizione tra i diversi stoccaggi dei programmi definiti in esito all'esercizio, previsto per i contratti di *time shifting*.
- È necessario che i **premi di riserva per le aste BESS e pompaggi siano effettivamente rispondenti alle diverse caratteristiche tecniche e progettuali delle due tecnologie**. Confermare l'orientamento avanzato nel DCO 393/2022/R/eel (premio di riserva per l'asta pompaggi fissato pari al premio marginale dell'asta BESS), penalizzerebbe la tecnologia dei pompaggi vincolata alle dinamiche concorrenziali emerse nell'asta di una tecnologia diversa.
- Occorre considerare, negli approfondimenti attesi per la partecipazione dei **pompaggi** al MACSE, che la **possibilità di selezione parziale della capacità offerta** in sede d'asta potrebbe comportare la **non sostenibilità**, da un punto di vista economico, dell'intero accumulo (non è possibile dividere in sezioni i pompaggi di grande taglia per far fronte a tale casistica) e che i vincoli imposti nella definizione dei contingenti d'asta in funzione delle capacità qualificate può essere particolarmente penalizzante dal momento dato che, per ciascuna area, il numero di nuovi progetti non può che essere limitato dalla disponibilità di siti adatti.
- Al fine di garantire l'ottimale pianificazione degli investimenti, è fondamentale **rendere noto un cronoprogramma delle aste e dei contingenti previsti per il periodo post 2025**. Tali informazioni potrebbero essere di supporto anche per le **amministrazioni** che, a loro volta, potrebbero meglio **programmare il rilascio delle autorizzazioni** alla costruzione e all'esercizio degli accumuli.

# Mercato Ingrosso

- **Mercato della Capacità**

Per accompagnare la transizione energetica e l'atteso aumento della produzione rinnovabile sono necessari strumenti di mercato in grado di fornire segnali di prezzo di lungo periodo per promuovere investimenti in impianti programmabili e flessibili in grado di garantire l'adeguatezza del sistema. Il quadro legislativo europeo considera i meccanismi di remunerazione della capacità come elementi imprescindibili e strutturali del disegno di mercato. È quindi **importante confermare il meccanismo del Capacity Market anche oltre il 2028 e avviare una discussione con gli operatori per definirne il disegno futuro.**

Alla luce delle modifiche alla Disciplina previste dal DM MASE 17 ottobre 2024, è opportuno, in accordo con il Parere 396/2024/R/eel fornito da ARERA, che Terna per la **quantificazione della curva** di offerta per le prossime aste:

- consideri una stima prudenziale della sola CDP realizzabile relativa ad unità costituite da accumuli e o impianti FER oggetto di meccanismi di contrattualizzazione a termine (FER X e MACSE), dopo che gli stessi saranno operativi (i.e. a valle dello svolgimento delle prime procedure concorsuali), per evitare calcoli errati sul fabbisogno di adeguatezza necessario.
- garantisca maggiore **trasparenza sulla metodologia adottata per la stima del contributo all'adeguatezza di impianti FER e accumuli** non ancora in esercizio, sottoponendola a consultazione pubblica con l'obiettivo di integrare la Disciplina del mercato della capacità in vista dello svolgimento dell'asta madre per l'anno di consegna 2028, in modo da tener conto di un coefficiente di extra-derating legato all'incertezza di realizzazione degli impianti. Tale consultazione dovrebbe avviarsi quanto prima e precedentemente l'asta madre per il periodo di consegna 2026 (che si terrà il 18 dicembre). L'avvio della consultazione permetterebbe agli operatori di avere contezza della metodologia seguita da Terna già per l'asta con periodo di consegna 2026.

# Mercato Ingrosso

- **Misure a supporto della diffusione dei PPA**

Nel percorso di pianificazione delle misure per evolvere il design del mercato elettrico europeo e italiano, uno dei temi al centro del dibattito è il disaccoppiamento delle FER dai mercati di breve termine e dalle fonti fossili per permettere di trasferire meglio ai clienti finali i vantaggi delle rinnovabili, in termini di economicità e stabilità di costo. Una delle soluzioni più efficaci è quella di **favorire nel mercato italiano la diffusione degli accordi di compravendita di energia a lungo termine (PPA) prodotta da impianti FER.**

Alla luce delle interessanti aperture del MASE alla realizzazione di meccanismi di garanzia pubblica finalizzati a ridurre il cd. «rischio di controparte» dei PPA (uno degli ostacoli più grandi alla diffusione dello strumento), **sarebbe importante il supporto tecnico di ARERA** verso il Ministero, anche coinvolgendo gli operatori di mercato e raccogliendo i loro input, per agevolare la riflessione sul tema e promuovere soluzioni che facilitino la diffusione di questo strumento.

- **Indagine sugli esiti dei mercati elettrici**

In relazione all'indagine conoscitiva per valutare gli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, di cui alla Delibera 401/2024/R/eel, è opportuno non trascurare i seguenti aspetti di rilievo:

- in Italia una quota preponderante del mix di generazione è ancora coperta dal gas che ha fissato il prezzo per circa il 77% delle ore nel 2024. È importante non valutare solo i prezzi sul mercato all'ingrosso, ma anche **il prezzo finale che in Italia per alcune categorie di clienti è inferiore a quello di altri paesi UE** (es. Germania);
- Gli esiti dei mercati andrebbero valutati non sulla singola ora, ma **su orizzonti pluriennali**: le valutazioni non dovrebbero essere circoscritte al **solo confronto tra prezzo e costi di produzione variabili ma tenere conto anche dei costi fissi di lungo periodo nonché dei fattori non cost-related (e.g. livelli di domanda) e dei costi opportunità.**

# Connessioni e sviluppo reti

- **Sviluppo delle reti di distribuzione e trasporto**

Il potenziamento e ampliamento delle reti di distribuzione e trasporto dell'energia elettrica è un elemento fondamentale nel percorso di progressiva elettrificazione dei consumi e di gestione di un sistema elettrico caratterizzato da nodi di produzione sempre più decentrati e diffusi. Considerando poi che l'Italia è un paese fortemente esposto agli eventi meteo estremi che sono purtroppo in costante crescita, appare chiara l'importanza di intervenire sulla rete di distribuzione per incrementarne la resilienza rispetto a tali fenomeni.

Gli investimenti nelle reti di distribuzione cresceranno nei prossimi anni con una progressione mai vista prima. La regolazione deve creare le condizioni economico finanziarie per permettere la realizzazione di questi investimenti. È dunque fondamentale che il quadro regolatorio e i meccanismi di remunerazione degli investimenti siano in grado di incentivare e supportare le iniziative degli operatori.

In particolare, il **tasso di remunerazione del capitale investito e la rivalutazione della RAB per l'inflazione sono due meccanismi cruciali** su cui è fondamentale un segnale importante di sostegno dell'Autorità.

Con riferimento inoltre agli strumenti di incentivazione degli investimenti di sviluppo basati sui benefici recentemente introdotti, è necessario che il quadro regolatorio consolidi il meccanismo di incentivazione premiale.

Infine, si fa presente che per velocizzare la realizzazione delle nuove opere di rete andrebbero previste procedure autorizzative speciali e tempistiche ridotte e certe.

# Connessioni e sviluppo reti

- **Saturazione virtuale**

Il crescente numero di impianti rinnovabili richiede procedure adeguate e snelle per l'accesso alla rete. Uno degli ostacoli ad oggi più rilevanti ad oggi è il fenomeno della saturazione virtuale, acuito dalle numerose richieste di connessione riguardanti progetti non sempre destinati ad essere autorizzati, né realizzati, ma tengono potenzialmente impegnata la capacità di connessione.

Per risolvere il problema secondo l'associazione occorre **commisurare il costo della connessione non solo alla capacità impegnata, ma anche alla durata dell'impegno**; determinare la **decadenza delle richieste di connessioni con criteri più stringenti e selettivi**; intervenire sui corrispettivi delle connessioni; **intervenire sul funzionamento dei Tavoli tecnici**. (→ Proposte EF presentate a giugno 2024 alle istituzioni)

È importante riprendere i lavori su questi temi, con tutti i soggetti coinvolti – MASE, ARERA e Terna – per stabilire gli interventi urgenti per arginare il fenomeno e le migliorie da apportare al processo di connessione per le istanze future.

- **Ibridizzazione**

La sinergia tra impianti eolici e solari rappresenta è una soluzione cruciale per affrontare la limitata capacità di connessione, ridurre le fluttuazioni nella distribuzione dell'energia, sfruttando la buona complementarità dei rispettivi profili di generazione, e dare maggiore stabilità alla rete.

È auspicabile la finalizzazione degli aggiornamenti necessari al quadro regolatorio e procedurale, ad oggi non ancora compiutamente definiti (oltre ai primi passi delineati a giugno 2023 nel DCO 301/2023/R/eel per l'aggiornamento del TICA, in attesa della relativa delibera che adotterà tali orientamenti e di eventuali documenti successivi) nell'ottica di (i) ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture preesistenti della rete elettrica e (ii) sfruttare al meglio le aree di terreno disponibili per le energie rinnovabili.

Nello specifico, occorre introdurre una regolamentazione ad hoc per: la **gestione degli impianti ibridi di proprietà di società differenti**; la presentazione delle relative **offerte in MGP**; la definizione degli **oneri di sistema e di sbilanciamento**, in linea con quanto peraltro sollevato dal TSO.

# Altri temi di rilievo

- **Mobilità elettrica**

Nei prossimi mesi l'ARERA dovrà emanare le disposizioni che definiranno il quadro regolatorio futuro delle tariffe regolate per applicabili agli operatori della mobilità elettrica.

- Per la ricarica **pubblica**, in luce del numero ancora contenuto di veicoli elettrici circolanti nel paese, sono ancora necessarie **misure tariffarie idonee a supportare l'operatore** nella fase di take-up dell'investimento, quali la tariffa BTVE ed auspicabilmente una tariffa per la ricarica pubblica anche in MT. Considerati gli impatti che le nuove disposizioni avranno sugli utenti finali, in termini di tariffe di ricarica utilizzabili e di costo complessivo della ricarica, è fondamentale soppesare le modifiche alla regolazione (sia per quanto riguarda variazioni nella struttura della tariffa BTVE, che l'introduzione di requisiti d'accesso alla medesima) e i relativi effetti su tutti gli operatori del settore (sia CPO/MSP che venditori e distributori che dovrebbero implementare tali misure) e utenti finali.
- Per la ricarica **privata**, centrale nell'ecosistema della mobilità elettrica, caratterizzato da una storica assenza di supporto lato costi di capitale soprattutto nelle casistiche "condivise" (es. parcheggi pubblici e condomini) e dove le spese di infrastrutturazione possono assumere valori importanti, una possibile leva di sviluppo potrebbe essere rappresentata da **misure tariffarie di supporto**, eventualmente anche a mezzo di **sperimentazioni e progetti pilota**.

- **Bioenergie**

- Molto positiva l'adozione della delibera 305 di attuazione del meccanismo **dei PMG** per biomasse e biogas, in esito alla consultazione "postuma" sulla delibera 132, che dà il via al **meccanismo di integrazione dei ricavi dalla produzione di bioenergia** atteso dal 2011.
- Potenzialmente **critica, se non opportunamente chiarita, la valorizzazione del costo del combustibile e del trasporto delle biomasse-rifiuto** poiché l'attuale formulazione del testo si presta ad interpretazioni errate che pongano tali valori pari a zero, in analogia a quanto applicabile ai rifiuti altrimenti destinati a smaltimento con il versamento di apposite tariffe.

# Altri temi di rilievo

- **Definizione del metodo tariffario per il teleriscaldamento**

Positiva la **gradualità adottata da ARERA per introdurre un regime di tariffe regolate per il TLR**, con l'applicazione per il 2024 di un **vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato** che ha costituito un meccanismo temporaneo per superare le criticità individuate da ARERA nell'ambito dell'indagine conoscitiva.

Rispetto al procedimento per la **definizione del metodo tariffario a regime**, con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi del servizio di teleriscaldamento:

- occorrerebbero maggiori dettagli per valutare le alternative proposte anche sulla base di valutazioni di impatto quantitativo;
- è condivisibile la proposta dell'Autorità di optare per una **regolazione tariffaria a vincolo dei ricavi** - per gli esercenti di maggiore dimensione - lasciando agli operatori la possibilità di continuare a definire le proprie tariffe nel rispetto dei contratti e del vincolo tariffario definito da ARERA. Si ritiene che questa modalità sia **la più adatta alle peculiarità del settore**, che, in **assenza di obblighi di connessione e in regime di concorrenza** con vettori alternativi (quali gas e pompe di calore ecc.), **ha bisogno della “leva commerciale” per attrarre nuovi clienti.**
- Le **tempistiche di applicazione del nuovo regime** tariffario, prevista per il 1 gennaio 2025, risultano **critiche** posta la complessità del settore e la necessità di conoscere i dettagli del metodo regolatorio proposto. La **regolazione tariffaria adottata da ARERA non dovrebbe avvenire in tempi ristretti e senza adeguata valutazione di impatto quantitativo dei diversi metodi. Il superamento del metodo transitorio inoltre dovrà necessariamente tenere conto dell'avvio di un ciclo di investimenti sul teleriscaldamento volto a incrementare le fonti rinnovabili e il recupero di calore di scarto, nel rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione del PNIEC e del DM OIERT di prossima applicazione**

# Altri temi di rilievo

- **DM FER X**

In relazione all'imminente pubblicazione del **DM FER X Transitorio**, affinché i progetti autorizzati possano accedere ai meccanismi di supporto attraverso la partecipazione alle future procedure d'asta, è necessaria la **celere finalizzazione delle attività di competenza dell'ARERA propedeutiche alla indizione dei futuri bandi da parte del GSE**, una volta emanato il DM FER X transitorio.

Quanto al meccanismo proposto, che troverà spazio verosimilmente nel **DM FER X a regime**, per valorizzare le externalità positive o negative relative alla **localizzazione degli impianti**, riteniamo importante che tali criteri siano **identificabili in modo chiaro, misurabili in modo oggettivo ed idonei a tenere in debita considerazione l'effettiva disponibilità della risorsa** rinnovabile, e che siano resi noti agli operatori **con largo anticipo**, almeno di due anni, in modo che possano effettivamente essere utilizzati da segnale per indirizzare la localizzazione delle iniziative degli operatori nella giusta direzione. A tale riguardo, per quanto concerne la fonte eolica, sarebbe utile l'introduzione di tariffe dinamiche, con valori differenti a seconda della minore o maggiore disponibilità della risorsa primaria, favorendo in tal modo la diffusione degli investimenti wind nel Paese.

- **Raccolte e pubblicazione dati di mercato/statistici**

L'attività di monitoraggio di ARERA è sempre più importante per raccogliere informazioni e dati statistici sul mercato e i soggetti che vi operano, oltre che a individuare eventuali comportamenti difforni alla regolazione. Comprendendo la necessità di aggiornare le diverse raccolte/indagini periodiche e il set dati richiesto agli operatori, è importante che per il futuro eventuali novità vengano anticipate agli operatori con un congruo preavviso prima di renderle effettive.



Grazie per l'attenzione

