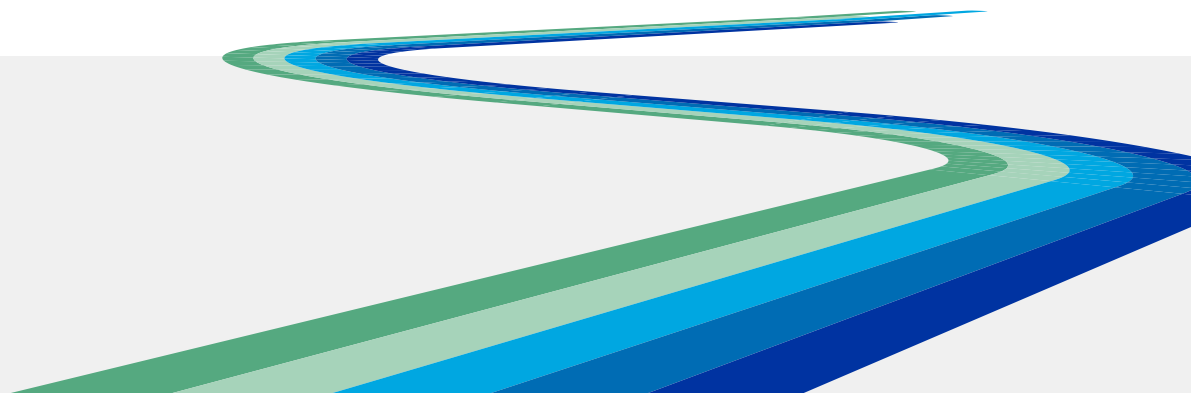


22 Novembre 2023



# Audizioni annuali ARERA 2023

## Contributi di Elettricità Futura



# Piano Elettrico 2030 coerente con il REPowerEU: 84% di rinnovabili nel mix elettrico

Occorrono 143 GW  
di potenza rinnovabile  
installata!

Per garantire la sicurezza e  
l'adeguatezza del sistema bisogna  
anche **rendere strutturale il  
meccanismo della capacità e  
sviluppare la rete.**



La domanda di energia elettrica crescerà  
da 305 TWh nel 2023 a 360 TWh nel 2030

# Per arrivare a **143 GW** installati...

...dobbiamo realizzare **12 GW** di nuova  
**potenza** rinnovabile all'anno in Italia.

Quindi, nel periodo 2024-2030 dobbiamo  
installare almeno 84 GW, di cui:

**56 GW** Fotovoltaico

**26 GW** Eolico

**2 GW** Idroelettrico, Bioenergie, Geotermico

...occorrerà anche realizzare **80 GWh**  
di **accumuli** di grande taglia entro il 2030.

## 143 GW



**6 GW\***

Installati nel 2023

**3 GW\*\***

Installati nel 2022

\* Dei 6 GW che stimiamo verranno  
installati nel 2023, più di 4 GW  
saranno piccoli impianti

\*\* Dei 3 GW installati nel 2022,  
2 GW sono piccoli impianti

# Transizione energetica e importanza del ruolo di ARERA

Lo sviluppo delle rinnovabili e la sicurezza e l'integrazione dei mercati sono elementi imprescindibili della transizione energetica che richiedono regole chiare e coerenti.

**Fondamentale in quest'ottica il ruolo di ARERA sia nella regolazione del settore che nella promozione presso le altre istituzioni competenti dell'adozione di tutte le misure necessarie.**

Tra le azioni prioritarie per il breve e medio periodo

- Mercato **Retail**:
  - Completamento del processo di **superamento del mercato tutelato** ed avvio del cosiddetto Servizio a Tutele Graduali
  - Gestione dei **clienti vulnerabili**
  - Empowerment del cliente e armonizzazione degli interventi di **adeguamento della bolletta**
  - **Regolamentazione dell'attività di intermediazione** alla vendita e salvaguardia dei clienti da pratiche scorrette
- Mercato all'**ingrosso**:
  - Implementazione del **meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE)**
  - Aggiornamento del **Mercato della Capacità**
- Reti e Connessioni:
  - **Semplificazione della connessione** delle rinnovabili alla rete e aggiornamento del TICA
  - Risoluzione della **saturazione virtuale della rete**
- **Bioenergie**: attuazione dello schema di integrazione dei ricavi (**Prezzi Minimi Garantiti**)
- Altri temi: **DM FER X**, **Mobilità elettrica**, Agevolazioni tariffarie accumuli e servizi ausiliari ex. **Delibera 109-21**, Raccolte e **pubblicazione dati** di mercato/statistici

# Mercato Retail

- **Aste STG**

A poche settimane dalla data prevista dalla normativa in vigore per il superamento della maggior tutela per i clienti domestici e lo svolgimento delle relative procedure di gara, permangono ancora importanti **elementi di incertezza sia sull'effettiva data di avvio del Servizio a Tutele Graduali (STG) sia sull'applicazione della *clausola sociale***, introdotta dal cd. Decreto Lavoro per i lavoratori dei call center dedicati al servizio di tutela.

Queste incertezze hanno un potenziale **impatto negativo sulla dinamica competitiva delle aste**, incidendo sulla formulazione delle offerte e pregiudicandone gli effetti benefici in termini di minori prezzi per i consumatori finali.

È necessario che ARERA si faccia promotrice presso le istituzioni affinché sia fatta **immediatamente chiarezza sul processo di avvio del STG**, ne siano rese **note modalità e scadenze prima delle imminenti aste** e sia **accelerata la definizione delle modalità applicative della clausola sociale**, rimandandone se necessario l'applicazione al servizio previsto per i clienti domestici vulnerabili, assicurando comunque la previsione di misure a tutela dei livelli occupazionali dei lavoratori oggi impiegati nel Servizio di Maggior Tutela e a sostegno dei costi, documentati, che non potranno essere più recuperati dagli attuali esercenti.

- **Gestione clienti vulnerabili**

Visti i ritardi lato normativo, la gestione dei clienti vulnerabili è un tema critico su cui c'è ancora molta incertezza. Occorre trovare una soluzione volta a minimizzare i costi per il sistema garantendo un servizio adeguato.

# Mercato Retail

- **Empowerment cliente e adeguamento bolletta**

L'aumento della *capacitazione* del consumatore finale, in particolare quello domestico, è uno degli obiettivi principali del Quadro Strategico 2022-25 di ARERA. Negli scorsi anni sono stati **fatti numerosi interventi di revisione e arricchimento del set informativo contenuto in bolletta** e a oggi ne sono in discussione di nuovi. Queste modifiche, sia per il numero che per la complessità, hanno **impatti tecnico-operativi significativi sugli operatori** e quindi devono essere **programmate e armonizzate** nel modo migliore possibile. Riteniamo inoltre che una modifica della bolletta nell'attuale momento storico, in cui terminano anche i regimi di tutela, potrebbe **disorientare i clienti** che potrebbero confondere la modifica della bolletta con il cambiamento del mercato.

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

In questa fase di trasformazione del mercato risulta ancor più importante che il rapporto tra venditore e consumatore di energia sia 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) sta lavorando ad una **proposta di regolamentazione dell'attività di intermediazione alla vendita** basata su requisiti di **professionalità, onorabilità, formazione e attribuzione di responsabilità individuali** degli agenti che operano nell'intermediazione alla vendita di energia elettrica e di gas.

È importante il supporto di ARERA per l'adozione e l'attuazione di questa proposta.

In considerazione inoltre del verificarsi di episodi di **telefonate aggressive in concomitanza della data di cambio fornitore**, rilevate da alcuni clienti finali e segnalate anche da alcuni operatori, è opportuno che ARERA avvii insieme ad Acquirente unico **opportuni approfondimenti** per comprenderne meglio il fenomeno.

# Mercato Ingrosso

- **MACSE**

In questi giorni è attiva l'importante consultazione di Terna sulla Disciplina del Meccanismo per l'Approvvigionamento a lungo termine di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE). Condividiamo alcune prime considerazioni che consolideremo nella risposta alla consultazione:

- **Il premio dovrebbe essere fissato ad un livello tale da garantire la più ampia partecipazione possibile** degli operatori lasciando al processo competitivo dell'asta la definizione del prezzo di assegnazione.
- Dovrebbe essere valutato un **incremento del fattore di sharing del margine di contribuzione MSD** da parte dell'operatore al fine di stimolare l'efficientamento allocativo e il miglioramento continuo delle prestazioni dell'asset. Più in generale se la modalità di partecipazione al MSD non sarà trattata correttamente, c'è il rischio di non incentivare una gestione pienamente efficiente degli stoccaggi contrattualizzati, in quanto questi ultimi non sono esposti (o lo sono solo marginalmente) ai segnali di mercato e potrebbe generare effetti distorsivi sul mercato del bilanciamento.
- **Gli esiti economici dell'asta per le BESS non dovrebbero influenzare l'asta per i pompaggi**, alla luce delle differenze tra le due tecnologie (costi, rischi, tempi di realizzazione...).
- **È necessaria un'approvazione formale da parte dell'ARERA dello Studio sulle tecnologie di riferimento**, oggi non prevista dalla Delibera 247-23, e occorre maggior trasparenza sulla metodologia di definizione dei fabbisogni da parte di Terna, che dovrebbe essere oggetto di specifica consultazione. Fabbisogni che dovranno essere definiti compatibilmente con un market design che privilegi le soluzioni di mercato.
- **La distribuzione nel tempo delle aste e dei fabbisogni dovrà essere programmata e modulata** in modo tale da consentire la partecipazione anche di quei progetti che avvieranno il procedimento autorizzativo solo a valle della pubblicazione dello Studio, della Disciplina e del relativo Contratto Standard e dei fabbisogni zonali.
- È fondamentale **inserire nella Disciplina** – previa nuova consultazione (non essendo un tema trattato nel DCO attualmente aperto) – **le modalità con cui Terna ripartisce sugli asset di stoccaggio contrattualizzati i programmi registrati dai titolari dei prodotti di time shifting sui mercati dell'energia** (c.d. algoritmo) non solo in quanto richiesto dalla Delibera 247-23 ma soprattutto perché rappresenta un elemento estremamente rilevante per la corretta valutazione dei rischi di investimento da parte dei potenziali partecipanti alle aste.
- I **coefficienti di correzione del merit order** sono un elemento importante del disegno di mercato e la definizione dei valori non può essere delegata a Terna nell'ambito del documento che definirà i fabbisogni, ma **dovrà essere oggetto della consultazione relativa alla cosiddetta Relazione Tecnica**.

# Mercato Ingrosso

- **Mercato della Capacità**

Il meccanismo del capacity market è approvato a livello europeo dalla DG Competition fino al 2028. Tuttavia, si tratta di un segmento strutturale del mercato abilitante la transizione energetica e per questo motivo la sua efficacia dovrebbe andare anche oltre tale data. Riteniamo necessario:

- **Proseguire con le nuove aste fino almeno al 2028.**
- **Adeguare i cap dei premi** per tenere conto delle evoluzioni dalla loro prima definizione, poiché il livello attuale non garantisce un'adeguata sostenibilità degli impianti a gas (in particolare forte dinamica inflattiva, marcia più discontinua, accensioni e spegnimenti molto frequenti e soprattutto riduzione delle ore a marginalità positiva rispetto al passato).
- **Affinare gestione delle indisponibilità, dell'inadempimento** definitivo e del **mercato secondario**, per assicurare la continuità del meccanismo in maniera efficiente, nel rispetto dei vincoli UE.
- In caso di eventuale superamento del meccanismo, prevedere in ogni caso che la **capacità esistente svolga ruolo di back up per la capacità nuova** contrattualizzata per 15 anni, per garantire la continuità con il quadro regolatorio vigente al momento dell'asta. Tale previsione andrebbe inoltre a vantaggio del sistema, in quanto gli operatori sarebbero stimolati a mantenere in efficienza le centrali esistenti pur in assenza di remunerazione.
- Sin da subito **valutare il disegno del Mercato della Capacità nel post 2028** (quando sarà necessario notificare nuovamente alla Commissione il meccanismo) per tener conto delle “lesson learned” di questi primi anni e far evolvere il Capacity Market rendendolo **organico alla traiettoria di decarbonizzazione del sistema elettrico**. In questa fase di revisione de meccanismo bisognerebbe tenere anche in considerazione della necessità di sviluppare tecnologie dispacciabili low carbon come la CCUS se non già previste all'interno di altri meccanismi di supporto.



# Rete e connessioni

- **Connessione delle rinnovabili alla rete e aggiornamento del TICA**

Lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione è un obiettivo fondamentale per poter dispiegare la nuova potenza FER al 2030. Oltre a garantire il miglioramento e rafforzamento efficiente dell'infrastruttura di rete, occorre intervenire sulla disciplina delle connessioni, ormai inadeguata a regolare il crescente numero di richieste di allacciamento alla rete di progetti di grande taglia (spesso concentrati in alcune zone di mercato, o in mare) e di generazione distribuita sulle reti BT/MT. Occorre quindi:

- **Proseguire l'iter di revisione del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)**, semplificando e razionalizzando le procedure di connessione degli impianti alle reti di trasmissione e distribuzione, per ridurre tempistiche e le complessità per i soggetti coinvolti. Questo nell'ottica di **realizzare un nuovo e unico Testo Integrato delle Connessioni alle Reti Elettriche (TICR-E)**.
- **Efficientare le soluzioni di connessione per i sistemi di accumulo**, sia stand alone che integrati a impianti FER, anche in vista dell'entrata in vigore del meccanismo di approvvigionamento di capacità di accumulo a lungo termine.

- **Saturazione virtuale**

Per consentire la connessione dei numerosi progetti a fonti rinnovabili è fondamentale risolvere il **fenomeno della saturazione virtuale della rete elettrica**, sia modificando la disciplina, che intervenendo sulle domande esistenti per eliminare quelle non concrete dai 315GW attuali. Tra le misure possibili: **garantire il rispetto delle scadenze** che regolano i vari step per l'ottenimento delle soluzioni di connessione, prevedendo verifiche sull'effettiva solidità dei progetti, garantire **più trasparenza nelle comunicazioni** tra produttore e GdR sull'avanzamento degli iter di connessione, intervenire sui corrispettivi economici che i produttori devono versare a Terna per la prenotazione della capacità di connessione

- La maggioranza degli impianti di produzione di bioenergia è prossima al termini della vita incentivata. Gli elevati costi di esercizio di questi impianti rendono tuttavia **necessaria un' integrazione dei ricavi derivanti dalla partecipazione al mercato elettrico.**
- Il sistema di prezzi minimi garantiti o integrazione dei ricavi per le biomasse è stato introdotto la prima volta dal DLgs 28/2011, mai attuato, poi ripreso dal DLgs 199/2021 di recepimento della RED 2, è stato più recentemente previsto **D.L. 29 maggio 2023, n. 57, art. 3-ter**, in attuazione del quale è atteso un **provvedimento ARERA da adottare entro gennaio 2024**
- Tuttavia, la Direttiva 2023/2413 **RED 3** sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, pubblicata il 31 ottobre scorso, all'articolo 1, comma 19, lettera i), pone **limitazioni al riconoscimento di sostegni finanziari** per l'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, **a meno che tali sostegni non siano stati concessi prima del 20 novembre.** Tale previsione, pur facendo salvi gli attuali meccanismi di incentivazione, rischia di impattare sulle nuove norme/misure per supportare il mantenimento in esercizio degli impianti a bioenergie in uscita dai regimi di incentivazione o la conversione a bioliquidi di unità di generazione esistenti a gasolio ad esempio presenti sulle isole minori.
- È pertanto fondamentale **individuare tempestivamente la soluzione più efficace per consentire l'assegnazione dei cosiddetti Minimi Garantiti a questi impianti, evitando di incorrere nei vincoli della direttiva europea.**
- È inoltre fondamentale individuare un **corretto valore per i Prezzi Minimi Garantiti** al fine di consentire il mantenimento in esercizio degli impianti, senza al contempo cannibalizzare il potenziale di riconversione degli impianti biogas.
- Con riferimento alla **nuova procedura di connessione per gli impianti a biometano**, è necessario che nel processo di individuazione della connessione ottimale vengano attentamente valutati i costi sostenuti dagli operatori, al fine di evitare l'individuazione di soluzioni che non rendano **economicamente sostenibile la realizzazione dell'impianto.**

## Altri temi di rilievo

- **DM FER X**

In vista dell'emanazione del parere sullo schema di sostegno per le fonti mature, è importante che ARERA sensibilizzi le istituzioni competenti sull'importanza di meccanismi d'asta flessibili, tempestivi e resilienti, capaci di definire basi d'asta e tariffe parametrati ai costi effettivi delle tecnologie FER (come già avviene in altri importanti Paesi europei, tra cui Francia e Germania). Quanto al meccanismo proposto nella consultazione per il DM FER X per valorizzare le esternalità positive o negative della localizzazione degli impianti, è importante che l'Autorità eserciti il suo ruolo a garanzia che tali criteri siano identificabili in modo chiaro, misurabili in modo oggettivo e 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. Per quanto concerne in particolare 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 eolici nel Paese.

- **Mobilità elettrica**

Sul tema della mobilità elettrica non è intervenuto alcuno sviluppo significativo dopo la consultazione n.449/2022. Al fine di promuovere maggiormente l'uso dei veicoli elettrici in Italia, anche viste le scarse performance rispetto agli altri Stati Membri UE, occorre **proseguire con i lavori per l'aggiornamento dettaglio della regolazione sull'elettrificazione dei consumi** e in particolare delle **tariffe di ricarica**. Positivo che ARERA abbia appena previsto la nuova consultazione 540/2023 che analizzeremo al più presto.

Sarebbe inoltre opportuno supportare una maggiore standardizzazione delle infrastrutture in termini di connessione dei veicoli ai punti di ricarica ed un efficientamento delle modalità di pagamento della ricarica che non dovrebbero essere vincolate alla titolarità di specifiche card o app diverse per ogni fornitore.

## Altri temi di rilievo

- **Agevolazioni tariffarie accumuli e servizi ausiliari ex. Delibera 109-21**

La Delibera 109-21 ha disposto le regole delle nuove agevolazioni tariffarie per l'energia prelevata e successivamente re-immessa in rete dai servizi ausiliari degli impianti di produzione e/o dai sistemi di accumulo, a cui gli operatori possono aderire volontariamente presentando istanza ai Gestori di Rete (Terna o DSO). Posto il perdurare dei problemi e dei ritardi nella costituzione e attivazione delle UPSA, indipendenti dalla volontà degli operatori, **occorre prorogare di 6 mesi, al 30 giugno 2024, la data di abrogazione delle disposizioni dell'art. 16 del TIT.** In tal modo si potrebbe consentire ai soggetti interessati, in primis i gestori di rete, di risolvere le problematiche riscontrate e processare le numerose istanze di accesso alla disciplina ed evitare, al contempo, che i richiedenti rimangano "scoperti" al 1° gennaio 2024 dalle esenzioni attualmente previste dall'art. 16 del TIT, peraltro con ricadute negative sui consumatori finali.

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

L'attività di monitoraggio di ARERA è fondamentale per raccogliere dati statistici sul mercato e individuare comportamenti difforni alla regolazione. Considerato però l'**elevato numero di indagini svolte durante l'anno**, occorre **razionalizzare** l'attività (**accorpendo indagini dati, armonizzando le date di svolgimento, migliorando le modalità di compilazione**) per ridurre complessità e oneri gestionali per gli operatori. Inoltre, al fine di massimizzare la trasparenza informativa, sarebbe utile che ARERA sviluppasse ulteriormente la sezione su dati e statistiche, arricchendola e migliorandone le interfacce di utilizzo, per migliorare la fruibilità e la quantità di dati pubblicamente consultabili dagli utenti.

# Grazie per l'attenzione