



**Autorità di regolazione per energia reti e ambiente**

**Rendicontazione intermedia 2022-23 del Quadro Strategico 2022-2025 di ARERA**

**AUDIZIONI DELL'AUTORITÀ 2023**

Martedì 21 e mercoledì 22 novembre 2023

\*\*\*

Signor Presidente, Signore e Signori Membri del Collegio,

esprimiamo innanzitutto un ringraziamento nei confronti di codesta Autorità per l'opportunità di confronto offerta attraverso le Audizioni periodiche. Un momento di ascolto delle istanze degli operatori e più in generale degli stakeholder del sistema energetico, fondamentale per approntare una disciplina regolatoria equilibrata, tempestiva ed efficiente.

La memoria è strutturata con una prima parte introduttiva sul profilo di ERG e sull'aggiornamento del suo percorso strategico; segue poi una trattazione dei temi del settore dell'energia, delle reti e dell'ambiente, per noi rilevanti e ritenuti prioritari.

\*\*\*

**1. ERG e il suo contributo nella decarbonizzazione energetica del Paese.**

ERG, attiva da 85 anni nel settore energetico e quotata in Borsa dal 1999, ha raccolto la sfida della decarbonizzazione ben prima del settore energetico in cui da sempre opera, confermando il proprio impegno a progredire in tale direzione sia in Italia che in Europa.

Oggi ERG opera in nove Stati ed in dieci differenti mercati europei, è il primo operatore eolico italiano, tra i primi del Continente ed in rapida crescita anche nel settore fotovoltaico.

Attraverso un aggiornato Piano industriale 2023-2027, sempre più focalizzato sulle energie rinnovabili, ci siamo posti l'obiettivo di continuare a sviluppare il nostro portafoglio *green*, al fine di raggiungere una potenza installata di 5 GW rinnovabili, con investimenti previsti nell'arco di Piano per circa 3,5 miliardi di euro. Un Piano, quello di ERG, integrato da obiettivi ESG, allineati agli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs, *Sustainable Development Goals*) delle Nazioni Unite, confermando così la missione che da sempre contraddistingue il nostro modello di business di crescita nel segno della sostenibilità.

## ***2. Le energie rinnovabili come principale e prioritario strumento per uscire dalla crisi economica, energetica e climatica.***

Il “Fit for 55” Package adottato dall’Unione Europea (e “rafforzato” con il piano RepowerEU), il PNIEC italiano e la nuova Direttiva per le energie rinnovabili pubblicata di recente evidenziano sempre più la pressante esigenza di **incrementare la generazione elettrica da fonte eolica e solare, abbandonando progressivamente le tecnologie più inquinanti, obsolete e poco flessibili.**

In tale quadro di policy, negli ultimi due anni abbiamo assistito ad **una delle più aspre crisi geopolitiche ed energetiche della storia post-bellica**, con conseguente stravolgimento degli equilibri economici ed energetici dell’Europa. Una dinamica che deve peraltro ritenersi ancor’oggi tutt’altro che risolta a nostro modo di vedere.

Lo shock degli approvvigionamenti di gas naturale e la conseguente volatilità dei prezzi ha rapidamente scardinato quasi tutti i riferimenti del settore energetico, e dei mercati elettrici in particolare, facendo emergere con drammaticità **le conseguenze di un’eccessiva dipendenza dalle fonti energetiche fossili**, per di più basata su forniture provenienti da Paesi esteri geopoliticamente instabili (*in primis* la Russia, ma non solo).

L’evoluzione dei prezzi energetici, frutto di tale dinamica, ha confermato la vulnerabilità di un modello energetico che risponde ad esigenze **di breve termine, aggiungendo alla necessità di decarbonizzazione, quella di una maggiore autonomia energetica, esigenze entrambe che debbono essere soddisfatte attraverso uno sviluppo accelerato e coerente delle energie rinnovabili.** In breve, investire nelle rinnovabili in modo sistematico e strutturato è sempre più, per l’Europa, un’**opzione imprescindibile per contrastare in modo efficace il cambiamento climatico, aumentare il livello di indipendenza e di sicurezza energetica e stabilizzare i prezzi dell’energia.**

## ***3. Lo shock del gas naturale e l’impatto sul settore elettrico***

Il settore elettrico ha subito negli ultimi anni in modo diretto e inaspettato le conseguenze di una strategia di approvvigionamento di gas naturale eccessivamente concentrata. I **prezzi elettrici non sono mai stati così alti e volatili dall’avvio del Mercato del Giorno Prima**, con conseguenze negative sui consumatori domestici e le imprese. Effetti in parte mitigati anche grazie a provvedimenti tempestivi di questa Autorità, accompagnati però da **altre misure emergenziali e temporanee** di natura (in senso

lato) **fiscale a danno degli operatori rinnovabili**, che hanno interessato tutto il 2022 e la prima metà del 2023 (cd. *claw-back measures* ed in particolare i *cap* infra-marginali).

Come peraltro evidenziato dalla Commissione Europea lo scorso giugno<sup>1</sup> è a nostro avviso opportuno che simili provvedimenti, che hanno avuto **effetti distorsivi sui mercati**, non vengano proseguiti, né rinnovati nel futuro, anche per recuperare la **fiducia degli investitori nelle energie rinnovabili**, che proprio quei provvedimenti hanno tradito. Oltre al grave effetto sugli investimenti futuri, le misure emergenziali hanno colpito i **risultati economici attuali degli operatori rinnovabili**, proprio quegli operatori – e questo è paradossale - che **più sarebbero chiamati ad essere protagonisti ed investire nella transizione energetica**<sup>2</sup>.

#### **4. I mercati elettrici e la loro revisione per lo sviluppo delle rinnovabili**

La Commissione Europea, nel tentativo di sintesi tra posizioni diverse degli Stati membri in ordine all'**adeguamento dei mercati elettrici** verso un disaccoppiamento dei segnali di prezzo tra le tecnologie di generazione, ha saggiamente proposto una revisione piuttosto cauta dei modelli, cogliendo la necessità strutturale delle energie rinnovabili a bassi o nulli costi variabili - quali quelle eolica e solare - di disporre di strumenti di mercato più efficienti e liquidi per la **contrattualizzazione di lungo termine dell'energia prodotta**.

La negoziazione con le altre due istituzioni dell'Unione, attualmente in corso, sta convergendo sull'opportunità di **mantenere l'attuale struttura di mercato all'ingrosso a breve termine**, a cui affiancare **meccanismi di compravendita a lungo termine prediligendo le aste statali per l'aggiudicazione di Contratti per Differenza a due vie (CfDs) e sviluppando al contempo** le potenzialità dei **contratti di compravendita di lungo termine tra operatori privati (PPAs)**.

A nostro modo di vedere **tale modifica**, insieme alla **stabilizzazione dei mercati della capacità** e all'introduzione di **prodotti di flessibilità**, consentirà di adeguare il modello di mercato elettrico alle esigenze di **radicale accelerazione delle energie rinnovabili**, riducendo al contempo il prezzo

---

<sup>1</sup> European Commission - Report from the Commission to the European Parliament and the Council - COM(2023) 302 Final

<sup>2</sup> Basti pensare che per il Gruppo ERG, l'impatto dei provvedimenti emergenziali nel solo 2022 è stato pari a circa 91 milioni lordi, di cui circa 63 milioni solo in Italia, corrispondenti ad una pressione fiscale equivalente del 70%

dell'elettricità anche sui mercati *spot* e **limitando la crescente volatilità delle bollette elettriche** per i consumatori.

Coerentemente con tale approccio, accogliamo con favore il percorso di implementazione nel nostro Paese degli strumenti normativi e regolatori per rendere operativi i **sistemi di asta per i contratti a lungo termine** delle **fonti rinnovabili** (cd. DM FER X) ed anche **degli accumuli energetici** previsti dalla Legge<sup>3</sup>, caratterizzati da (i) **meccanismi di adeguamento dei prezzi-base all'effettivo costo delle tecnologie** e (ii) un **orizzonte temporale pluriennale**.

Come già evidenziato nelle recenti consultazioni, occorre infatti **restituire efficacia ai sistemi di aste**, in questi anni andate deserte per la loro scarsa resilienza ai repentini incrementi di costo delle tecnologie, ripristinando la loro funzione di stimolo e governo della crescita delle energie rinnovabili verso gli obiettivi di decarbonizzazione adottati.

In tal senso, il modello del nuovo DM FERX proposto in consultazione rappresenta una **evoluzione dell'attuale assetto delle aste** che potrebbe rilanciare l'interesse verso investimenti in energie rinnovabili garantendo al contempo un adeguato livello di competizione, a vantaggio dei costi del sistema.

**Auspichiamo pertanto** che l'esercizio delle attività di **regolazione e controllo** da parte dell'Autorità siano volte a **sensibilizzare ed orientare gli organi legislativi e di governo** con particolare riferimento al **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**, nell'esercizio dei poteri di stimolo che la legge le assegna, affinché:

- vengano previsti **prezzi a base d'asta adeguati alle dinamiche inflattive** e rappresentativi dell'andamento degli effettivi **costi di investimento con meccanismi d'asta flessibili, tempestivi e resilienti** (come già avviene in altri importanti Paesi europei, tra cui Francia e Germania);
- **le tariffe aggiudicate vengano adeguate** nel corso del periodo di incentivazione, per tenere conto non solo degli aumenti dei costi operativi di esercizio e manutenzione, ma anche delle misure di compensazione (attuali e future) a carico degli impianti rinnovabili;

---

<sup>3</sup> Decreti legislativi 199/2021 e 210/2021

- le procedure d'asta si svolgano con **cadenza almeno semestrale o quadrimestrale per ogni anno** del quinquennio 2024-2028, per garantire continuità e consentire agli operatori una adeguata programmazione degli investimenti;
- l'operatore **non sia eccessivamente penalizzato** in caso di **ritardi** nell'entrata in esercizio per eventi calamitosi, cause di forza maggiore o di **recesso anticipato** (ad es. per sottoscrivere un PPA);
- le tariffe siano riconosciute anche in caso di **prezzi negativi o nulli**.

In questo contesto, codesta Autorità potrà esercitare le sue attività di regolazione e controllo per **garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza** negli interessi di tutti gli *stakeholder* (Gestore dei Servizi, produttori di energia, e consumatori finali), assicurando trasparenza delle condizioni di servizio (ad esempio impedendo modifiche unilaterali dei contratti CfD) e contrastando atteggiamenti speculativi.

Quanto al meccanismo proposto per valorizzare le esternalità 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.

**Auspichiamo** che tali nostri suggerimenti possano essere presi in considerazione e fatti propri da codesta Autorità, tanto nel confronto con gli organi legislativi e di governo a livello nazionale, quanto nell'ambito delle attività e delle iniziative a cui l'Autorità collabora a livello unionale, in particolare attraverso **la sua partecipazione alla European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)**.

##### **5. Temi specifici regolatori per l'inclusione e lo sviluppo delle energie rinnovabili**

Nello spirito di confronto che contraddistingue le Audizioni, ci preme condividere il nostro punto di vista su alcuni temi puntuali di carattere più specificatamente regolatorio.

Il 2023 si rivela anno particolarmente ricco di eventi di particolare interesse per il nostro Gruppo; sono stati fatti passi avanti per l'implementazione di nuovi strumenti e di un nuovo contesto, potenzialmente **più coerente con lo sviluppo delle rinnovabili**. Ci riferiamo in particolare **all'asta del Capacity Market per l'anno di consegna 2024** e della possibile prosecuzione del meccanismo per l'anno successivo, alle consultazioni per stabilire i **criteri, le condizioni propedeutiche ed i meccanismi di funzionamento delle aste a lungo termine per lo stoccaggio** nonché all'ampia **revisione del dispacciamento elettrico**, culminata con l'adozione pochi mesi fa del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – **TIDE**.

### *Il TIDE*

Riguardo al TIDE, desideriamo manifestare la nostra soddisfazione non solo per la tempestiva pubblicazione del documento da parte dell'Autorità, ma anche per l'adozione di **strumenti nuovi e più efficaci di coinvolgimento attivo volti a garantirne chiarezza e comprensibilità per tutti gli operatori**. Auspichiamo a tal riguardo che tale nuova modalità di comunicazione e dialogo sulla nuova regolazione sia adottata come nuovo *format* per ogni provvedimento futuro.

Riteniamo che la rinnovata struttura del Testo del Dispacciamento rivesta un ruolo cruciale per il futuro del nostro sistema elettrico. Esprimiamo apprezzamento per il significativo impegno di revisione generale compiuto dall'Autorità, finalizzato ad impostare una **piattaforma potenzialmente adeguata al percorso di decarbonizzazione del sistema energetico** che il Paese ha oramai intrapreso.

Apprezziamo inoltre l'impulso di **armonizzazione tra la regolazione nazionale e quella europea** sotteso al Testo unico, aspetto affatto scontato e ancora in fase di implementazione in diversi Paesi europei.

Occorre tuttavia che l'azione congiunta del regolatore e degli altri attori coinvolti – in primis il TSO - consenta di **trarre il massimo beneficio dalla piattaforma del nuovo TIDE per l'integrazione completa delle energie rinnovabili nel sistema elettrico**.

Chiediamo pertanto che siano al più presto resi disponibili e condivisi i **dettagli mancanti** che consentano di valutare in modo completo l'efficacia e le reali opportunità, in particolare su:

- i meccanismi di **approvvigionamento e remunerazione dei Servizi Ancillari** - i cui dettagli sono delegati alla giurisdizione di Terna nell'ambito del Codice di Rete;
- l'introduzione di **prezzi negativi all'interno del Mercato dei Servizi di Dispacciamento**, a nostro avviso necessaria per consentire una partecipazione estensiva delle risorse rinnovabili non programmabili a tale mercato, in particolare per l'erogazione di servizi "a



scendere”. Riteniamo quindi opportuna l’apertura di un tavolo di confronto per approfondire tale argomento.

Riteniamo comunque apprezzabile l’intento di razionalizzazione dei Servizi Ancillari e il principio di **neutralità tecnologica** alla base della loro definizione ma auspichiamo una grande attenzione sulla **definizione degli obblighi di fornitura dei diversi servizi** e sul **dimensionamento della remunerazione per la disponibilità e fornitura** degli stessi, al fine di garantire una **partecipazione economicamente sostenibile ed efficace per il sistema anche agli impianti di produzione a fonti rinnovabili non programmabili**.

Seguiamo con interesse e partecipazione i lavori del *TIDE Stakeholder Group*, riconoscendolo come uno strumento fondamentale per accompagnare le modifiche al Codice di Rete che saranno implementate nei prossimi mesi. Auspichiamo, tuttavia, che la definizione dei cambiamenti al Codice di Rete avvenga in **modo collaborativo e sufficientemente graduale**, permettendo agli operatori di valutare efficacemente gli impatti delle proposte di Terna, potenzialmente molto rilevanti vista la portata dei cambiamenti all’orizzonte.

Si potrebbe prevedere, inoltre, l’istituzione di **ulteriori momenti di confronto degli operatori con l’Autorità** in prossimità dell’entrata in vigore del TIDE, per affrontare dubbi e chiarire dettagli, ad esempio sulla **gestione ottimale delle proprie risorse all’interno delle nuove aggregazioni rilevanti introdotte dal TIDE**.

Come già anticipato, riteniamo fondamentale mantenere tra tutti gli *stakeholders* un approccio dinamico e collaborativo nell’evoluzione del processo trasformativo sotteso al nuovo TIDE, affinché tutti gli attori siano informati sui processi attivi presso l’Autorità e Terna e possano prevedere con adeguato anticipo gli impatti delle novità regolatorie sulle attività degli operatori e sul sistema elettrico nel suo complesso.

#### *I sistemi di accumulo*

Per quanto concerne i **Sistemi di accumulo**, esprimiamo la nostra soddisfazione per l’accelerazione degli ultimi mesi nel processo di definizione del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, in conformità al Decreto Legislativo 210/2021. In particolare, accogliamo con favore la pubblicazione dei criteri e delle condizioni per il funzionamento di detto meccanismo, come delineato nella Delibera ARERA 247/2023 datata 6 giugno 2023.

È però importante, a corredo dell'intelaiatura regolatoria "ordita", che **siano resi disponibili i dettagli finali**, tenendo conto che:

- risulta a nostro avviso **non condivisibile** l'eventuale restituzione, proposta in consultazione da Terna, del 95% del margine di contribuzione – se positivo – ottenuto in seguito all'accettazione delle offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Tale previsione, qualora confermata, avrebbe un impatto significativo sui modelli di business degli operatori e dovrebbe essere pertanto compensata nella definizione degli altri parametri quali la definizione del premio di riserva;
- è a nostro avviso necessario un **aggiustamento del premio ottenuto in base alle condizioni di mercato al momento dell'effettiva realizzazione dell'impianto**, per tener conto della **forte volatilità dei costi della tecnologia delle batterie al litio**;
- occorre condividere al più presto la **metodologia per la determinazione del Premio di Riserva** nelle aste relative alle diverse tecnologie.

Concordiamo infine sulla possibilità di consentire la partecipazione anche agli **impianti di accumulo esistenti** alla nuova piattaforma di scambio dei contratti di *time-shifting*, come sarà definita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Riteniamo che tale apertura possa contribuire a incrementare la liquidità sul mercato, apportando benefici al sistema nel suo complesso.

#### *L'evoluzione delle reti e la revisione del TICA*

Relativamente al tema dell'**evoluzione delle reti**, il crescente volume di progetti a fonti rinnovabili richiede un adeguato sviluppo delle infrastrutture di rete e di procedure in grado di gestire in modo efficiente l'elevato numero di **domande di connessione**, favorendo la realizzazione e l'allaccio di progetti solidi, indispensabili al raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

L'esperienza maturata in altri Paesi europei ci consente di avere una prospettiva ampia sul tema: i modelli sono eterogenei, ma data la transizione ecologica in atto, **tutti i sistemi stanno cercando di modernizzare le proprie procedure per evitare bolle speculative o scongiurare la saturazione (virtuale e fisica) delle reti**.

Da primario operatore attivo nell'ambito del processo di repowering dell'eolico e dello sviluppo di nuovi impianti sia in Italia che all'estero e che si pone l'obiettivo di contribuire al raggiungimento dei target di decarbonizzazione al 2030, abbiamo apprezzato che l'Autorità, in collaborazione con Terna, abbia

**aperto un confronto con gli operatori per la revisione del Testo Integrato sulle Connessioni Attive in ottica di semplificazione, razionalizzazione e trasparenza.**

Tuttavia, riteniamo fondamentale un'ulteriore consultazione sul tema ed auspicabile l'implementazione di criteri più rigorosi per **scoraggiare la proliferazione di progetti difficilmente autorizzabili**. Riteniamo necessario intervenire sulle procedure e sulle scadenze dell'iter di connessione, il quale attualmente prevede che ciascuno dei suoi passaggi principali sia completato **entro tempistiche massime che spesso non vengono rispettate, e che debbono invece diventare, in linea di principio, mandatorie**.

Ben consci che il principio cardine dell'attuale Testo Integrato sulle Connessioni Attive - TICA si fonda sull'idea che chi ottiene l'autorizzazione più rapida dovrebbe avere accesso alla soluzione di connessione più agevole, rileviamo però che tale filosofia non viene attuata nella pratica odierna.

Notiamo in particolare come casi concreti legati alla connessione di un impianto non trovino soluzione nelle pagine del TICA (e, di conseguenza, del Codice di Rete) la cui struttura risale ad un'epoca storica molto diversa dall'attuale o anche come le soluzioni di connessione stiano diventando sempre più complesse, lunghe ed onerose per via della saturazione (virtuale o reale che sia) delle reti esistenti.

Sarebbe inoltre utile, al fine di attestare l'effettivo impegno finanziario alla realizzazione del progetto, l'introduzione di **una "barriera all'ingresso" nella forma di una garanzia fidejussoria adeguata** a sostegno della qualità del progetto e di **forme di "penalizzazione" per i progetti "dormienti"** che, senza valida ragione, non vengono sviluppati.

#### *L'ibridizzazione*

Riguardo alla tematica dell'**ibridizzazione tra impianti eolici e solari**, siamo consapevoli che tale connubio tecnologico costituisca **una risposta preziosa in situazioni di limitata capacità di connessione**, in quanto contribuisce a ridurre le fluttuazioni nella distribuzione di energia e a conferire maggiore stabilità alla rete elettrica.

Auspichiamo pertanto che il **quadro regolatorio, ad oggi non ancora compiutamente definito**, venga celermente completato (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**,
- delle **relative offerte in MGP**,
- degli **oneri di sistema e di sbilanciamento**,

in linea con quanto peraltro sollevato dal TSO.

#### **6. Ulteriori ostacoli allo sviluppo delle energie rinnovabili**

Come ormai noto, **quello autorizzativo costituisce uno dei principali nodi da sciogliere** per liberare le potenzialità delle energie rinnovabili e quindi di decarbonizzazione, indipendenza e risparmio energetici del Paese.

Occorre proseguire con gli interventi novativi finalizzati allo snellimento ed all'accelerazione del *permitting* degli impianti e delle infrastrutture correlate; in particolare, è necessario dare seguito operativo alle numerose semplificazioni disposte per legge negli ultimi due anni ma sovente non completamente attuate. Ci riferiamo, in particolare, alla disposizione che **richiede alle Regioni di definire tramite legge le aree a "maggiore vocazione rinnovabile", note come "aree idonee" o "aree di accelerazione"**, che determinerebbe una considerevole semplificazione autorizzativa, soprattutto in merito al ruolo del Ministero della Cultura e delle Soprintendenze, dal momento che nelle aree idonee il parere di tale dicastero è obbligatorio ma non vincolante.

Tale aspetto puntuale riguarda in realtà **un problema più esteso, legato alla responsabilizzazione delle Regioni nel percorso di transizione ecologica**.

Non giova a questo proposito l'ordinamento vigente in Italia in materia di competenza sui temi dell'energia. In base al titolo V della nostra Costituzione, l'energia è una delle materie sottoposte al potere concorrente tra Stato e Regioni: spetta a queste ultime la potestà legislativa e l'autorizzazione in materia di produzione di energia, mentre i principi fondamentali sono definiti dallo Stato. Tale assetto ha portato – e continua a portare - a molteplici conflitti costituzionali con conseguenti problemi applicativi.

Più in generale, **siamo in attesa che vengano definiti gli obiettivi vincolanti in capo alle Regioni** (*burden sharing regionale*). Tale deficit ha due conseguenze evidenti: i Piani energetici regionali (PEAR) sono spesso obsoleti e comunque non coordinati con il PNIEC nazionale. Le Regioni tardano quindi a definire le citate "aree idonee", sottoposte a procedure autorizzative particolarmente snelle e rapide.



La “svolta copernicana” della decarbonizzazione, che identifica le rinnovabili come **beni di prevalente interesse pubblico** - la Commissione Europea è pure più esplicita, definendole di *Overriding public interest* - fa emergere inoltre il tema della **generale inadeguatezza dell’apparato amministrativo**.

Ci riferiamo soprattutto alle strutture degli uffici nazionali e regionali per lo scrutinio delle istanze di autorizzazione dei progetti, spesso non adeguate in termini dimensionali e di competenza, presso le Regioni del sud Italia ove si concentra la maggioranza dei progetti. Tali carenze emergono pure sul piano della **digitalizzazione**: mancano ancora dotazioni e piattaforme digitali unificate ed estese a livello territoriale per la gestione totalmente dematerializzata di istanze, istruttorie e pareri finali.

È in questo ambito rilevante che lo **sforzo pianificatorio delle Regioni** sia accompagnato da un costante **dialogo e confronto con gli operatori di rete (DSO e TSO)**, in modo da coordinarlo con i piani di sviluppo ed investimento a supporto della nuova capacità installata rinnovabile, che necessariamente dovrà essere **implementata nei prossimi anni nel nostro Paese**.

\*\*\*

Genova, 22 novembre 2023