



Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali

AUDIZIONI DELL'AUTORITÀ 2022

Lunedì 28 e mercoledì 30 novembre 2022

Signor Presidente, Signore e Signori Membri del Collegio,

ringraziamo innanzitutto codesta rispettabile Autorità per l'opportunità di fornire le nostre riflessioni ed i nostri suggerimenti per accompagnare il Paese ed in particolare il settore elettrico al di fuori dall'attuale crisi geopolitica ed economica.

È questo un prezioso momento di confronto, presupposto indispensabile per la definizione di una disciplina equilibrata, tempestiva ed efficiente, che sia capace di dare priorità alle azioni regolatorie utili per fronteggiare gli effetti della straordinaria crisi energetica che stiamo vivendo, ed al contempo traguardare la strategia di decarbonizzazione fatta propria dall'Unione Europea e dal nostro Paese.

La memoria è strutturata con una prima parte introduttiva sul profilo di ERG e sul proprio percorso di transizione ecologica; segue poi una trattazione dei temi del settore dell'energia, delle reti e dell'ambiente, per noi rilevanti e delle sfide che lo caratterizzeranno nei prossimi anni.

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

ERG, attiva da quasi 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 europei, è il primo operatore eolico italiano e tra i primi del Continente; è pure in rapida crescita nel settore fotovoltaico.

Attraverso un Piano industriale 2022-2026 totalmente 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 4,6 GW con un incremento di 2,2 GW e investimenti per circa 2,9 miliardi di euro.

Il nostro Piano integra inoltre il Piano ESG, allineato agli SDGs (*Sustainable Development Goals*) delle Nazioni Unite, confermando 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 PNIEC italiano, il “Fit for 55” Package adottato dall’Unione Europea e più recentemente la comunicazione REPowerEU, 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, in modo quasi inaspettato e a pochi mesi dalla ripresa dalla pandemia da Covid-19, nell’ultimo anno abbiamo assistito all’irruzione nel panorama socioeconomico del nostro continente di **una delle più aspre crisi geopolitiche ed energetiche della storia post-bellica**, culminata con l’invasione dell’Ucraina da parte della Russia lo scorso febbraio.

Con la crisi degli approvvigionamenti di gas naturale e la conseguente esplosione dei prezzi, sono rapidamente “saltati” quasi tutti i riferimenti del settore energetico, e dei mercati elettrici in particolare, , facendo emergere con drammaticità **le conseguenze di aver mantenuto un’eccessiva dipendenza dalle fonti energetiche fossili**, accrescendo quella derivante da forniture provenienti da Paesi esteri geopoliticamente instabili (*in primis* la Russia).

La terribile crisi dei prezzi energetici è infatti anche il frutto di tale dinamica, in particolare per quanto concerne il gas naturale, figlia di una visione **di breve termine, a discapito dell’accelerazione della strategia di decarbonizzazione ed autonomia energetica.**

Una strategia che, se attuata in modo più celere e compiuto, ci avrebbe garantito prezzi dell’energia elettrica di tutt’altra dimensione, come ben vediamo non appena sono l’eolico e il solare a “fare il prezzo” sul mercato.

Certo non si può sottovalutare il grado di complessità della crisi dell’attuale modello energetico e la necessità di agire su diversi orizzonti temporali, adottando soluzioni complementari.

Per l’immediato, bene abbiamo fatto a garantire il massimo riempimento degli stoccaggi di gas naturale, differenziando le alternative di approvvigionamento, ad utilizzare a piena capacità i rigassificatori e ad installarne di nuovi.

Nel frattempo, però, occorre perseguire la sola soluzione matura, pulita, a basso costo e già disponibile: **l’energia prodotta da fonti rinnovabili.**

Investire nelle rinnovabili in modo sistematico – ed ordinato – è secondo noi un'opzione **imprescindibile per il Paese**. Consente infatti di **aumentare il livello di indipendenza e di sicurezza energetica**, un valore implicito che – le vicende del conflitto ucraino e del Covid lo ricordano – è garanzia di libertà e democrazia. Ad oggi le rinnovabili sono la forma **più affidabile e disponibile di produzione di energia in Europa**, a beneficio di cittadini e imprese; un'energia che consente di **abbassare il prezzo dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso, beneficiando di ampie economie di scala e**, non dimentichiamolo, di **contrastare in modo efficace il cambiamento climatico**.

3. L'emergenza gas e l'impatto sul settore elettrico

Il settore elettrico ha subito in modo diretto la situazione emergenziale legata all'approvvigionamento di gas naturale: i mercati dell'energia all'ingrosso hanno espresso prezzi mai così alti dall'avvio del Mercato del Giorno Prima, con conseguenze sui consumatori domestici e le imprese, in parte mitigate anche grazie all'intervento efficace e tempestivo di questa Autorità.

Tali provvedimenti regolatori sono stati però accompagnati da **misure poco coordinate e spesso mal congegnate** da parte dei governi degli Stati europei ed in particolare dall'Italia, destinate al prelievo dei cosiddetti "extra-profitti" presuntivamente derivanti dagli alti prezzi *wholesales* dell'energia elettrica.

Ci riferiamo in particolare alle disposizioni contenute nei Decreti-legge "Aiuti" all'articolo 15 (il CfD a 2 vie "obbligatorio" ad un prezzo fra 56 €/MWh e 75 €/MWh, in funzione della zona, per alcune categorie di impianti rinnovabili) ed "Energia" all'articolo 37 (il prelievo fiscale straordinario basato sui saldi IVA) che colpiscono anche – se non soprattutto – i **produttori di elettricità da fonti rinnovabili**.

Tali iniziative, sia di tipo fiscale che gestionale, non trovano paragoni nel panorama europeo per intensità ed ampiezza, presentando peraltro profili di illegittimità e incostituzionalità già emersi in simili precedenti iniziative (e.g. Robin Tax).

Soprattutto, minano pesantemente la fiducia degli investitori sia stranieri che nazionali, con l'**effetto paradossale di affossare lo sviluppo delle rinnovabili**, cioè lo strumento principe per l'affrancamento dalla dipendenza energetica dalla Russia e dall'estero in genere.

Il recente **Regolamento europeo (EU) 2022/1854** ha cercato di riordinare le possibili azioni su questo fronte, indicando un tetto alla remunerazione delle tecnologie "infra-marginali" non soggette al costo dei combustibili pari a 180 euro/MWh, quindi ragionevolmente dimensionato e soprattutto molto limitato nel tempo, vigente cioè per la sola prossima stagione invernale.

A tutta risposta, il Governo italiano ha confermato nella Legge di Bilancio 2023 proposta al Parlamento il **tetto di 180 euro /MWh del Regolamento**, comprensivo di ogni ricavo di mercato dei produttori di elettricità dalle suddette tecnologie, mantenendo al contempo il già citato “CfD a 2 vie obbligatorio” previsto dall’art.15 bis del Decreto-legge “Sostegni-ter” per alcune fattispecie di impianti rinnovabili. Per limitare gli effetti distorsivi di queste misure sarà importante che vengano confermati al più presto i seguenti parametri essenziali a livello applicativo, tramite un’opportuna regolamentazione - prevista dalla proposta di Legge di Bilancio - che coinvolge questa Autorità:

- l’eventuale inclusione dei costi/ricavi per sbilanciamenti e per l’eventuale partecipazione ai mercati dei servizi di dispacciamento;
- le modalità applicative, che devono tenere conto delle coperture del rischio prezzo attuate dagli operatori mediante opportuni prodotti finanziari, delle modalità di stipulazione dei contratti derivati nell’ambito del medesimo Gruppo societario, dei *Power Purchase Agreement* di lungo termine (fisici o finanziari) già sottoscritti e il costo della contrattualizzazione “per profilo” della produzione degli impianti.

Nel medesimo disegno di legge è inserita una seconda misura consistente in un **prelievo fiscale straordinario del 50%**, a guisa di contributo solidaristico, calcolato sugli utili di impresa dei soggetti che producono, importano o vendono energia elettrica, gas naturale, ovvero producono, importano, distribuiscono o vendono prodotti petroliferi.

Il prelievo verrebbe applicato sulla quota del reddito complessivo conseguito nel periodo d’imposta antecedente al 1° gennaio 2023, determinato ai fini IRES, che eccede per almeno il 10 per cento la media dei redditi complessivi conseguiti nei quattro periodi d’imposta precedenti.

A tale proposito, il Regolamento prevede all’art. 14 un simile contributo solidaristico, però rivolto alle sole imprese operanti nei settori petrolifero, del gas naturale, del carbone e della raffinazione.

Agli articoli 15 e 16 del Regolamento, è previsto che il contributo sia (i) calcolato sugli utili tassabili dalle norme fiscali nazionali, (ii) riferito agli anni fiscali 2022 e/o 2023, (iii) determinato come differenza rispetto alla media degli utili di quattro anni a partire dal 2018, (iv) applicato qualora tale differenza sia superiore al 20% e (v) in misura pari o superiore al 33%.

In base al disegno di legge di Bilancio, il Governo italiano **intende invece**, come già accennato, **applicare l’extra-tassazione a tutti i settori energetici inclusa la generazione elettrica da fonte rinnovabile**.

Applicando l'extra-tassazione **a tutti i settori energetici**, inclusa la generazione elettrica da fonte rinnovabile, il Governo italiano confligge in modo evidente con il dettato del Regolamento del Consiglio, che come già ribadito, limita l'applicazione della tassa ai soli settori indicati all'articolo 14, riservando già al settore elettrico delle rinnovabili il *cap* a 180 €/MWh previsto all'art. 6.

Si tratterebbe infatti di una sovrapposizione di due misure **concettualmente distinte e in contrasto tra loro**, in quanto con il *cap* ai ricavi vengono meno i presupposti per extra-profitti (perciò tale misura era stata pensata solo per il settore oil e gas che infatti non è soggetto al *revenue cap*).

In relazione alla disposizione di cui all'art 37 del Decreto-legge n. 21/2022, cosiddetta degli "extra-profitti" per l'anno 2022 o "tassa sui differenziali IVA", nell'attuale bozza di Legge di Bilancio non è presente alcuna disposizione, il che comporterebbe il suo mantenimento "in vita" per l'anno in corso.

In definitiva, gli **operatori elettrici delle energie rinnovabili** si trovano quindi paradossalmente gravati, negli anni 2022 e 2023, dalle seguenti già citate misure:

1. art 15-bis DL-Sostegni-ter: con *cap* a 65 €/MWh,
2. art 37 del DL n.21/2022: extraprofitti calcolati sui differenziali IVA,
3. art.9 della bozza di Legge Bilancio 2022: *cap* a 180 €/MWh a partire da 1° dicembre 2022 per gli impianti che non rientrano nella misura di cui al punto 1),
4. art.28 della bozza di Legge di Bilancio 2022: prelievo fiscale straordinario del 50% sugli utili di impresa.

Ci auguriamo che su tutti questi aspetti codesta Autorità, nell'ambito della sua funzione consultiva nei confronti di Parlamento e Governo, voglia prendere posizione formulando osservazioni e segnalazioni puntuali che aiutino ad orientare l'azione degli organi legislativi in modo più coerente rispetto alla disciplina dell'Unione Europea ed ai principi di libero mercato che sono alla base dei Trattati costitutivi della stessa.

4. I mercati elettrici tra pulsioni di modifica strutturale e necessità reali per lo sviluppo delle rinnovabili

Circa i **paventati interventi di modifica strutturale dei mercati elettrici**, oggetto di dibattito a diversi livelli negli ultimi mesi, nella direzione di un *decoupling* a seconda della tecnologia di generazione adottata, occorre a nostro avviso adottare grande cautela valutando con attenzione l'efficacia delle alternative all'attuale struttura di mercato basato sul *system marginal price*.

Il ridisegno di un mercato elettrico costituisce una operazione estremamente delicata, da attuare con ponderazione e in tempi adeguati. Certamente l'attuale Commissione europea, il cui mandato terminerà ad inizio 2024, non dispone dei tempi necessari per affrontare in modo compiuto l'argomento; né l'attuale situazione di tensione geopolitica ed economica, riflessa direttamente nei corsi economici dei mercati elettrici, agevola decisioni opportune e di ampio respiro temporale.

Non da ultimo, l'effetto certo dell'accelerazione di una simile modifica regolatoria sarebbe **l'ulteriore rallentamento, se non il blocco, degli investimenti nello sviluppo delle rinnovabili nel nostro paese**, da anni in stallo e **ben lontani dagli obiettivi di decarbonizzazione vincolanti al 2030**.

A subitanei e radicali interventi sul mercato, dovremmo preferire la **"messa a terra" tempestiva degli strumenti già previsti dall'attuale quadro regolamentare (in Italia si pensi alle previsioni del DLgs n. 199/2021)**, in primis **le aste rinnovabili, con orizzonte temporale pluriennale e tariffe flessibili, capaci di "catturare" il fenomeno della greenflation ed essere allineate con l'effettivo costo delle tecnologie**. **Se vogliamo accelerare le rinnovabili è infatti fondamentale prevedere subito l'adeguamento delle basi d'asta ai nuovi costi delle tecnologie**, che dalla ripresa post-pandemica si sono assestati su **valori più elevati rispetto agli anni ante-covid**, interrompendo il ciclo di riduzioni degli ultimi dieci anni.

Dopo anni di calo, infatti, vi è stata un'inversione di tendenza e stiamo assistendo ad un'impennata del costo complessivo per produrre energia da fonti pulite come eolico e solare fotovoltaico, legata all'incremento dei prezzi delle materie prime, dei noli e del tasso di cambio euro/dollaro. L'attuale situazione del mercato delle *commodity*, che vede un **aumento dei prezzi di componenti per la costruzione degli impianti rinnovabili** in conseguenza della transizione energetica, unita al contesto macroeconomico di aumento dell'inflazione e dei tassi di interesse, è infatti da tempo oggetto di attento monitoraggio da parte degli operatori industriali nel settore qual è ERG.

È evidente che tariffe intorno a 65 euro/MWh, nelle attuali e persistenti condizioni, non consentirebbero la sostenibilità economica del progetto, decretando il fallimento delle aste come strumento centralizzato di politica energetica. Strumento già messo a dura prova da diversi anni dalla penuria di progetti autorizzati, a cui gli ultimi esecutivi hanno cercato di far fronte attraverso numerose disposizioni di semplificazione del *permitting*.

La soluzione più efficace, a nostro avviso, dovrebbe prevedere sia il **rebasings delle basi d'asta**, che l'indicizzazione **all'inflazione delle tariffe aggiudicate**, eliminando la decurtazione automatica della base

d'asta negli anni attualmente prevista. Nonostante tali adeguamenti, le energie rinnovabili **restano le fonti elettriche più convenienti e lo rimarranno in modo strutturale nei prossimi anni.**

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 e scambio di vedute ed esperienze che contraddistingue le Audizioni con questa Autorità, ci preme condividere il nostro punto di vista sui seguenti temi di carattere più specificatamente regolatorio.

A prescindere dall'adozione di provvedimenti emergenziali da contestualizzare nell'ambito dell'attuale situazione di crisi internazionale, il 2022 è stato un anno particolarmente ricco di *eventi regolatori* di particolare interesse per il nostro Gruppo: l'asta del Capacity Market per l'anno di consegna 2024, l'asta per l'assegnazione del servizio di regolazione di tensione a impianti già esistenti connessi alla RTN e non abilitati, la consultazione per stabilire i criteri e le condizioni propedeutiche all'indizione delle aste a lungo termine per lo stoccaggio, la revisione della disciplina sulle configurazioni elettriche legate all'autoconsumo, solo per citarne alcuni che ci hanno coinvolto da vicino.

Più in dettaglio, abbiamo vissuto la partecipazione al progetto pilota per l'assegnazione del servizio di regolazione di tensione come un momento di particolare rilevanza per dimostrare la capacità degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili e, segnatamente, della tecnologia eolica di partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

È noto a tutti che nessun operatore delle rinnovabili non programmabili è risultato assegnatario del servizio: a nostro modo di vedere, il design del meccanismo d'asta non ha favorito un esito positivo del progetto pilota, determinandone – di fatto – il fallimento.

Appreziamo sicuramente quanto codesta Autorità - insieme al TSO – stanno cercando di fare per favorire l'apertura del MSD ma, nel caso specifico, auspichiamo che il Regolamento del progetto pilota possa essere rivisto per favorire il raggiungimento degli obiettivi preposti: gli operatori sono pronti e disponibili a dare il proprio supporto alla regolazione della rete.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo e le attività del Regolatore nell'ambito del più ampio processo di implementazione di un sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio, definito dal D.Lgs. 210/2021 (art. 18) in recepimento della Direttiva cd. "Mercati Interni", n. 2019/944, non possiamo che plaudere allo sforzo nel definire i criteri e le condizioni per lo sviluppo di un meccanismo che rappresenta un unicum nel panorama europeo e che – di fatto – dovrebbe costituire il volano dell'integrazione di tali sistemi nel mercato elettrico nazionale.

La fase consultiva appena conclusa ricopre, a nostro modo di vedere, una rilevanza fondamentale nell'ambito del più ampio processo implementativo della misura, avendo l'obiettivo di definire una struttura solida, concorrenziale e, auspichiamo, il più possibile chiara del meccanismo.

Ad ogni modo, pur comprendendo che la presenza del TSO nel meccanismo sia determinata dalla necessità effettiva di risorse a supporto del buon funzionamento del sistema elettrico nell'attuale fase di transizione energetica, riteniamo che l'accentramento dei ruoli in capo a Terna (sia nella fase di redazione del fabbisogno che di quella più operativa), rappresenti un'opzione fin troppo regolata e possa andare a detrimento del mercato e della concorrenzialità.

Auspichiamo dunque che il design del meccanismo sia affinato prevedendo maggior libertà di manovra per gli operatori di mercato, tenendo sempre in mente l'obiettivo di supporto al sistema elettrico che i sistemi di storage possono e dovranno fornire nei prossimi anni.

Relativamente al tema dell'evoluzione delle reti, preme segnalare un tema sempre più al centro del dibattito pubblico nel nostro settore e che riguarda il processo di connessione alla rete elettrica nazionale.

L'esperienza maturata in altri Paesi europei ci consente di avere un'ampia prospettiva 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 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, riteniamo utile che l'Autorità, in collaborazione con Terna, apra un confronto con gli operatori per la revisione del Testo Integrato sulle Connessioni Attive in ottica di semplificazione, razionalizzazione e trasparenza.

Rileviamo 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.

Consideriamo utile porre l'accento sul tema della saturazione delle reti, rilevante collo di bottiglia per l'intero processo di connessione: a tal proposito, la revisione delle tempistiche di validità della STMG previste dal TICA e collegate alla conclusione dell'iter autorizzativo (270 giorni lavorativi) in ottica di maggior attinenza ai tempi attuali della burocrazia, potrebbe rappresentare un buon passo avanti così come una maggiore trasparenza sulla quota di capacità residua sui singoli nodi della rete, per favorire una analisi a monte da parte degli sviluppatori.

Sarebbe inoltre utile – al fine di disincentivare la speculazione nell'ambito dell'avvio delle richieste di connessione – 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 che, senza valida ragione, non vengono sviluppati ("dormienti").

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"**, 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 richiesto 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, **mancono obiettivi vincolanti in capo alle Regioni** anche per l'assenza di **una disciplina per la declinazione regionale degli obiettivi nazionali** (*burden-effort sharing*). 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. Analogamente accade per gli uffici della Commissione per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), con produzione ancora limitata nonostante gli sforzi straordinari della Commissione PNIEC/PNRR.

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.

A voler citare J.M. Keynes, appare evidente che, mai come in questo momento, nel mondo, non solo quello energetico "*la difficoltà non sta nel credere alle nuove idee, ma nel fuggire dalle vecchie*". Decarbonizzazione e sicurezza energetica sono entrambe sfide apparentemente conflittuali. Per vincerle non possiamo che progressivamente abbandonare un modello, quello basato sulle fonti fossili, per abbracciarne uno diverso dove efficienza, elettrificazione e rinnovabili avranno un ruolo sempre



maggiore. In questo percorso, per quanto complicato, il Gruppo ERG non farà mancare a codesta Autorità ed al Paese tutto il proprio contributo appassionato di idee, proposte e progetti di investimento, nel segno della sostenibilità.

Genova, 30 novembre 2022