

TRA FINE TUTELA ED EVENTI CLIMATICI ESTREMI AUDIZIONE PERIODICA ARERA

25 novembre 2024

1. Presentazione ANEV
2. Contesto e considerazioni generali
3. Considerazioni e proposte puntuali

1. Presentazione ANEV

ANEV, Associazione Nazionale Energia del Vento, rappresenta uno dei principali riferimenti del settore eolico e si configura come un'associazione di protezione ambientale, riconosciuta ai sensi della Legge 8 luglio 1986 n. 349. Costituita nel luglio 2002, riunisce oltre 120 aziende rappresentanti il comparto eolico nazionale in Italia e all'estero, tra cui produttori e operatori di energia elettrica e di tecnologia, impiantisti, progettisti, studi ingegneristici e ambientali, trader elettrici e sviluppatori che operano nel rispetto delle norme e dei regolamenti Associativi.

L'ANEV è presente nel Board direttivo delle corrispondenti associazioni Europee e Mondiali quali il WWEA–GWEC–EWEA oltre ad aderire a UNI–CEI–AIEE. Concorrere alla promozione e all'utilizzazione della fonte eolica, preservando l'equilibrio fra il contesto ambientale e gli insediamenti, è uno degli scopi dell'Associazione, compresi quelli di promuovere la ricerca e lo sviluppo tecnologico finalizzato all'utilizzo della risorsa vento e all'uso razionale dell'energia, e di curare la diffusione di una corretta informazione centrata su dati reali.

L'obiettivo di conciliare lo sviluppo della produzione di energia pulita con le necessarie tutele di valorizzazione e salvaguardia del territorio ha spinto l'ANEV a intraprendere una stretta collaborazione con le principali associazioni ambientaliste, che ha portato negli anni alla sottoscrizione di un Protocollo d'intesa con LEGAMBIENTE, WWF e GREENPEACE, finalizzato a diffondere l'eolico nel rispetto dei principi di tutela del paesaggio. L'ANEV si pone, grazie alla sua esperienza specifica e all'alta professionalità degli associati, come l'interlocutore privilegiato sia nell'auspicato processo di collaborazione con le Istituzioni per la definizione della normativa e

della regolazione di settore, sia con tutti gli organi di informazione sensibili ai temi ambientali e interessati alla divulgazione di una corretta informazione basata sull'analisi scientifica dei dati diffusi.

2. Contesto e considerazioni generali

Il perdurare del conflitto fra la Russia e l'Ucraina e l'aggravarsi della situazione mediorientale con le tensioni fra Israele e Hamas non lasciano intravedere spiragli di risoluzione delle ostilità. In questo contesto rimane alta l'attenzione inerente ai temi della sicurezza energetica e a quelli della transizione ecologica. Le crisi internazionali hanno avuto ripercussioni significative sui costi dell'energia e sulle materie prime, nonché sulle commodity energetiche. Per fare un esempio il prezzo del gas è aumentato di quasi 6 volte rispetto alla media degli ultimi anni. Dai circa 20 €/MWh tra l'ottobre 2018 e settembre 2019, ha superato di poco i 120 €/MWh (valore registrato tra l'ottobre 2021 e settembre 2022 in MGP Gas). Anche il prezzo dell'energia elettrica ha subito un aumento pari a 5 volte tra il 2018 (PUN a 61 €/MWh) e il 2022 (PUN a 303 €/MWh). Abbiamo ancora un mix di generazione elettrica sbilanciato verso le fonti fossili che coprono circa il 70% della produzione nazionale con poco meno di 170 TWh (2023) su un totale di 257 TWh.

Considerata la variabilità dei prezzi e l'incertezza che ancora emerge dal quadro internazionale, è necessario compiere un'accelerazione verso la transizione energetica, puntando con decisione sull'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili che, allo stato attuale rappresentano una scelta più conveniente sia in relazione ai costi per le Comunità, sia in relazione ai benefici ambientali che comportano, compresi quelli afferenti alle emissioni climalteranti evitate.

La transizione energetica è dunque la soluzione più efficace per ridurre sensibilmente la dipendenza da approvvigionamento di fonti fossili da Paesi terzi e al contempo per dare una risposta concreta alla grave emergenza climatica che stiamo vivendo.

Ad oggi, secondo gli ultimi dati disponibili¹, la componente elettrica pesa per poco meno di un quarto dei consumi energetici finali a livello nazionale (23%), mentre petrolio e gas naturale contano per circa un terzo dei consumi ciascuno. Si stima che il maggiore potenziale di elettrificazione sia riconducibile alle attività del settore dei trasporti e quello residenziale, con un possibile incremento

¹ ARERA, Relazione annuale 2021, 2021.

di elettrificazione rispettivamente dal 3% al 41% e dal 15% fino al 53% nel periodo dal 2015 al 2050. Ulteriori incrementi sono comunque possibili anche sul fronte industriale (attualmente al 39%), fino al raggiungimento stimato di circa il 42% nel 2050.

Considerati gli scenari elaborati, è plausibile che nei prossimi anni, in Italia, aumenteranno i consumi di elettricità dovuti a una crescente domanda di elettrificazione nei vari settori economici (residenziale, terziario, industriale, trasporti). Elettrificazione dovuta anche all'evoluzione tecnologica e a un maggiore impiego di soluzioni efficienti nell'ambito edilizio come, per esempio, l'uso delle pompe di calore. La penetrazione crescente delle auto elettriche sarà un altro elemento che spingerà a favore dell'elettrificazione. Da un'analisi di settore, si stima che la domanda di energia elettrica arriverà a 360 TWh nel 2030, al netto della quota crescente di efficienza nei consumi finali.

Al 2030 i dati² del Piano del settore elettrico indicano:

- 84% di quota di elettricità rinnovabile nel mix elettrico;
 - -20 Mld di m³ di risparmio di importazioni di gas naturale;
 - + 85 GW di nuova potenza da fonte rinnovabile (FER);
 - +80 GWh di nuova capacità di accumulo di grande taglia.
-
- Quanto ai benefici ambientali, economici e sociali in Italia le stime al 2030 evidenziano: 320 Mld € di investimenti cumulati al 2030 del settore elettrico e della sua filiera industriale;
 - 360 Mld € di Benefici economici cumulati al 2030 in termini di valore aggiunto per filiera e indotto, e crescita dei consumi nazionali;
 - meno 270 Mln t CO₂ eq del settore elettrico nel periodo di Piano 2030;
 - 540.000 nuovi occupati nella filiera e nell'indotto elettrico nel 2030 (che si aggiungeranno ai circa 120.000 di oggi).

All'interno di questo auspicato e ormai imprescindibile processo di elettrificazione dei consumi e di aumento della potenza da fonte rinnovabile (FER), estremamente rilevante può essere il contributo della fonte eolica, forte di una tecnologia matura e di un'industria nazionale che ha già

² Fonte: Studio Accenture «REPowerEU per L'Italia: Scenari 2030 per il sistema elettrico» per la riduzione delle emissioni.

dimostrato in passato di poter raggiungere capacità importanti di installazione tali da poter contribuire significativamente al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

L'eolico in Italia ha raggiunto, nel 2023, una capacità installata di quasi 13 GW, assicurando una produzione di energia elettrica rinnovabile pari a poco più di 23 TWh, a cui corrispondono emissioni evitate di *CO₂ pari a oltre 17 milioni* di tonnellate, un risparmio di petrolio superiore a *34 milioni di barili*.

Il PNIEC individua e traccia una importante traiettoria di crescita per il settore al 2030. Una traiettoria che stima per l'eolico il raggiungimento di 28,1 GW (due volte e mezzo la potenza di 2021) e una produzione normalizzata di 64 TWh, con un significativo abbattimento delle emissioni di CO₂ e un consistente risparmio di barili di petrolio oltre a prospettive occupazionali di crescita (superiore a 67.000 unità distribuite sul territorio).

Gli obiettivi sfidanti potrebbero essere compromessi dal sistema poco efficiente dei procedimenti autorizzativi che, malgrado le semplificazioni introdotte presentano ancora criticità burocratiche notevoli.

In primis, i **dinieghi** delle Soprintendenze e le lungaggini del processo autorizzativo hanno comportato, nell'ultimo decennio, un rallentamento nei rilasci delle autorizzazioni uniche. il Malgrado ciò, l'eolico nel tempo ha dimostrato di sapere affrontare le sfide della transizione energetica e dell'evoluzione tecnologica assicurando una performance in termini di produzione di energia "pulita", di gestione operativa e di logistica nelle fasi di realizzazione degli impianti che hanno confermato le potenzialità e la maturità tecnologica (sia in ambito on-shore che off-shore) in grado di contribuire in maniera importante al superamento della crisi energetica attraverso il raggiungimento degli obiettivi di elettrificazione dei consumi e di decarbonizzazione.

3. Considerazioni e proposte puntuali

ANEV ritiene che le condizioni per sviluppare tutto il potenziale eolico oggi disponibile in Italia, sia in ambito on-shore che off-shore, al fine di contribuire significativamente alla decarbonizzazione del settore energetico e, in generale, dell'economia (purtroppo condizionata negli ultimi anni da eventi straordinari che continuano a produrre impatti, di carattere globale, sui mercati e sulle industrie), possano concretizzarsi, nel breve termine, adottando le seguenti principali azioni:

- Arrivare alla definizione del quadro normativa sulle aree idonee per quanto possibile in maniera uniforme e omogenea sull'intero territorio nazionale;
- Concorrere ad una efficiente opera di semplificazione autorizzativa per i nuovi impianti e per i repowering nonchè far ripartire quanto prima gli investimenti;
- Sviluppo dell'eolico offshore;
- Superare le problematiche afferenti alle procedure di connessione;
- Favorire lo sviluppo dei PPA;
- Rendere più efficienti i mercati dell'energia;
- Proseguire con le attività di revisione del Mercato Elettrico dando stabilità e visione di medio lungo termine sia per i produttori che per i consumatori;

Arrivare alla definizione del quadro normativo sulle aree idonee

Il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024, recante la “Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili” è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio 2024.

Il D.M. complica il quadro normativo ed interpretativo delle fonti rinnovabili, senza, in realtà, fornire principi e criteri omogenei per la localizzazione degli impianti e la individuazione delle c.d. aree idonee. Di fatto lo stesso pone ulteriori restrizioni ostacolando l'installazione di 80 GW di nuove FER, previsti nel decreto e necessari al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030

La ratio del decreto prevedeva, mediante “principi e criteri omogenei”, l'individuazione di aree nelle quali le fonti rinnovabili possono essere autorizzate e realizzate in modo più rapido.

Differentemente il quadro risulta più complicato e sordinato, attribuendo carta bianca alle Regioni nella selezione delle aree idonee, di quelle non idonee e di quelle ordinarie, mediante leggi regionali.

PROPOSTE:

Riteniamo innanzitutto una necessaria revisione in tema del rapporto Stato-Regioni, in quanto emergono diversi punti critici, tra cui menzioniamo:

- 1) L’eliminazione di qualsiasi riferimento al necessario aggiornamento degli atti di pianificazione energetica, ambientale e paesaggistica; 2) l’attribuzione alle Regioni di una piena – ed arbitraria – discrezionalità nell’estensione delle fasce di rispetto, che può arrivare fino a 7 km; 3) le aree inidonee sono aree che ora vengono definite per la prima volta, proprio con questo D.M., come “incompatibili” - con l’installazione “di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità stabilite dal paragrafo 17 e dall’ Allegato 3 delle linee guida emanate con decreto del Ministero dello Sviluppo economico 10 settembre 2010” -, in contrasto con quanto disposto dal comma 7 dell’articolo 20 del decreto legislativo n. 199/2021 (fonte di rango primario rispetto al DM in questione), secondo cui “Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all’installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell’ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee”; 4) la nuova versione del decreto non conferma in modo uniforme la qualifica di “aree idonee”, continuando ad indicare come tali quelle ex art. 20, comma 8, del d.l.vo n. 199/2021, ma solo prevedendo, sul punto, che le Regioni “tengono conto” della possibilità di fare salve” tali aree, eliminando così - in partenza -, la possibilità di fissare principi omogenei ed uniformi per tutte le Regioni: un passo indietro di più di vent’anni (sul tema è recentemente intervenuto il Consiglio di Stato con propria ordinanza di cui ci si auspica la risoluzione di quanto sopra evidenziato entro i primi mesi del 2025); 5) soppressione dell’articolo 10, rischiando di dare validità retroattiva al provvedimento, ledendo diritti acquisiti e, soprattutto, rendendo l’Italia un Paese inaffidabile per gli investitori.
- Mancanza di una norma disciplinante il transitorio che pone a rischio investimenti da parte degli operatori e al contempo le risorse poste in essere da parte degli Enti locali e dei Ministeri coinvolti negli iter autorizzativi;

- Evidenziamo nuovamente delle dilatazioni nei tempi burocratici. Il decreto prevede sì che il MASE abbia il compito di vigilare sul raggiungimento degli obiettivi presentati nella tabella e, in caso di inadempienza, adottare opportune iniziative ai fini dell'esercizio dei poteri sostitutivi previsti dalla Costituzione”, però, prima che possa effettivamente farlo, alle Regioni, tra una richiesta di osservazioni e l'altra, verranno comunque concessi circa 15 mesi di tempo.

Concorrere ad una efficiente opera di semplificazione autorizzativa per i nuovi impianti e per il repowering, nonché far ripartire quanto prima gli investimenti

Negli ultimi anni il rapido evolversi della normativa relativa ai procedimenti autorizzatori per gli impianti a fonte rinnovabile ha prodotto il susseguirsi di interventi che hanno dato luogo a norme stratificate, a volte non coordinate.

Accogliamo pertanto con grande favore la realizzazione del TU-FER, importante strumento abilitante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Affinché i procedimenti possano veramente essere snelli, veloci ed efficaci, auspichiamo che tale strumento trovi rapida attuazione e che venga riservata estrema attenzione alla divulgazione e formazione degli operatori privati e delle amministrazioni pubbliche, che dovranno altresì essere dotate tempestivamente di tutte le risorse umane e digitali necessarie. Riteniamo pertanto indispensabile sottolineare alcune delle nostre proposte sul testo, che è in attesa in data 25 novembre della approvazione ultima da parte del CdM, in virtù dei principi e criteri direttivi cui si ispira.

PROPOSTE:

- Per tutte le opere connesse alle FER e le relative infrastrutture indispensabili, nonché per gli impianti eolici, richiediamo che venga assicurata al proponente la facoltà di ricorrere, laddove necessario, all'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio/asservimento;
- La necessità di inserire una norma transitoria che faccia salvi i procedimenti avviati in data antecedente a quella di entrata in vigore del decreto legislativo sul testo unico. In particolare, la suddetta norma dovrebbe prevedere che, progetti per i quali, alla data di entrata in vigore del presente decreto, sia stata avviata almeno una delle procedure amministrative, continuino a valere le norme previgenti, con la facoltà comunque per il proponente, entro 6 mesi

dall'entrata in vigore del TU, di chiedere la conclusione del proprio procedimento sulla base del nuovo TU-FER;

- Chiediamo di prevedere anche per l'eolico l'inclusione, nell'attuale schema di Decreto Legislativo, della misura di semplificazione rappresentata dal vigente regime amministrativo della "Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata" (DILA) di cui all'Articolo 6-bis, lettera a) del D.lgs. n.28 del 2011;
- Riteniamo che a tutela del proponente, la legge statale debba vietare tassativamente l'imposizione di misure di compensazione di qualsivoglia natura quale condizione per il rilascio dei titoli abilitativi, tenuto conto che la costruzione e l'esercizio di impianti per l'energia rinnovabile sono libere attività d'impresa soggette alla sola autorizzazione amministrativa. Tale principio infatti era espressamente previsto all'articolo 12, comma 6, del decreto legislativo 2003, n. 387, ora soppresso per effetto delle abrogazioni di cui all'Allegato D del presente decreto;
- In merito all'articolo 3 (interesse pubblico prevalente) del decreto legislativo in oggetto la nostra proposta si pone con lo scopo di chiarire espressamente l'ambito di applicazione di quanto disposto al comma 2 (dell'articolo 3 del decreto legislativo in oggetto);
- Richiediamo, al fine di non far decadere il titolo abilitativo di cui all'articolo 8 relativamente alla PAS e all'articolo 9 relativamente all'autorizzazione unica di cui al decreto legislativo in oggetto, di permettere al soggetto proponente di avvalersi, nel caso di ritardi ad esso non imputabili nell'avvio dei lavori e nell'entrata in esercizio dell'impianto a fonte rinnovabile, della sospensione dei termini in caso di fatti straordinari imprevedibili;
- Inoltre, al fine di potere rendere effettivamente applicabile l'installazione di impianti attraverso il regime di Attività Libera, si propone di inserire la possibilità di superare e gestire la presenza di eventuali vincoli o le modifiche della viabilità attraverso l'ottenimento dei relativi atti amministrativi di assenso emanati dagli enti competenti e che il proponente potrà richiedere e ottenere in autonomia, dandone evidenza al Comune territorialmente interessato in sede di comunicazione di inizio lavori;

- A seguire, nel corso del procedimento autorizzativo, a tutela giuridica del proponente, riteniamo necessario prevedere l'automatica procedibilità dell'istanza alla verifica della completezza formale della documentazione e degli elaborati, sia in caso di mancato riscontro nei termini da parte dell'amministrazione, sia a seguito di riscontro alla prima richiesta di integrazioni.

- **Repowering e penalizzazioni normative**

Il repowering (integrale ricostruzione) degli impianti eolici rappresenta una tecnologia avanzata che permette di incrementare la potenza installata riducendo il numero di turbine, mantenendo invariata l'area occupata. Tuttavia, il quadro normativo attuale ostacola questa soluzione innovativa: da un lato, moratorie generalizzate come quella in Sardegna stanno alimentando sentimenti di ostilità, culminati recentemente in atti vandalici; dall'altro, si registrano riduzioni ingiustificate delle tariffe assegnate al repowering, un caso unico in Europa. Paradossalmente, questa tecnologia dovrebbe beneficiare di tariffe specifiche più elevate rispetto ai nuovi impianti (green field), considerando i suoi costi complessivi superiori e i maggiori benefici sistemici che garantisce. È quindi urgente e necessario eliminare tale penalizzazione, come già concordato in linea di principio sia a livello tecnico che politico, ma mai tradotto in azioni concrete.

- **Incertezza normativa e investimenti energetici**

In Italia, gli operatori del settore energetico attendono con urgenza il **decreto FER X** e le relative aste, strumenti essenziali per sbloccare investimenti e trasformare gli obiettivi di decarbonizzazione in progetti concreti. Tuttavia, l'assenza di un quadro normativo stabile e chiaro ha spinto molti investitori a rallentare le proprie attività nel Paese, orientandosi verso progetti all'estero. Questo nonostante la presenza di progetti autorizzati per centinaia di megawatt e investimenti già pronti per milioni di euro, che rimangono bloccati a causa dell'incertezza.

Sviluppo dell'eolico offshore

L'Italia ha un grande potenziale per lo sviluppo dell'eolico offshore, ma è ancora indietro rispetto ad altri paesi come la Cina, il Regno Unito e la Germania. Attualmente, l'Italia ha solo 30 MW di capacità eolica offshore fixed installata (Taranto). Le aree più adatte allo sviluppo di parchi eolici offshore galleggianti in Italia sono Sardegna, Sicilia e Puglia, regioni che hanno un gap di produzione rinnovabile da colmare per raggiungere i target nazionali.

Rispetto al Decreto FER 2 di recente approvazione, riteniamo ci siano alcuni punti ostacolanti lo sviluppo del settore nel nostro Paese, riportandone qui alcune proposte.

PROPOSTE:

- La tariffa del DMFER 2 inerente all'eolico offshore flottante è ad oggi pari a 185€/MWh, cifra alta ma che ancora non è sufficiente per lo sviluppo di questa nuova tecnologia. È infatti inevitabile pensare ad un adeguamento di queste tariffe;
- Sulla scia di quanto introdotto dalla Legge 26 luglio 2023, n. 95 che dispone l'aggiornamento delle tariffe per le procedure d'asta di cui al DM 2019, si ritiene altresì opportuno che la singola tariffa venga indicizzata per fattori direttamente incidenti sull'investimento, oltre all'inflazione:

- costo delle materie prime (rame, acciaio, neodimio);
- tassi di cambio e tassi di interesse.

A partire dalla data di aggiudicazione. L'indicizzazione è essenziale per catturare l'effetto sul costo introdotto delle dinamiche di variabilità del costo di investimento che, su una tecnologia che ha uno tempo di sviluppo e realizzazione lunghi, possono rendere il progetto non finanziabile. Va segnalato che tutti i sistemi incentivanti presenti, e già operativi, in altri paesi europei dedicati alla tecnologia offshore contengono questo elemento;

- In merito al contingente, individuato in 3.800 MW per entrambe le tecnologie (flottante e a fondazioni fisse) si ritiene che sia inferiore al potenziale reale. Sarebbe opportuno che venisse innalzato fino al dato potenziale di 11GW al 2040 allineandolo quindi indicativamente al valore tecnico individuato negli scenari Terna;

- Nessuna imposizione di dazi e/o sbarramenti all'utilizzo di componenti extra-UE, fino a che non sarà disponibile una filiera Europea delle tecnologie;
- Introduzione di politiche di tax credit per favorire l'investimento;
- Attribuzione a Terna dell'onere di realizzazione delle opere di rete e di copertura dei relativi costi;
- Esclusione di previsioni relative a garanzie fideiussorie per la partecipazione alle aste avendo i soggetti economici giunti a tale fase già provveduto a versare la totalità degli oneri istruttori pari all'uno per mille dell'intero investimento.

Superare le problematiche afferenti alle procedure di connessione

Oggi assistiamo alla **cosiddetta saturazione virtuale delle reti**: esistono pratiche di connessione in stand-by da anni senza alcun avanzamento dell'iter autorizzativo. Questo comporta l'individuazione da parte di Terna di soluzioni più complesse.

La disponibilità complessiva di capacità sul nodo di rete non è un'informazione pubblica e ciò determina incertezza sul punto di connessione che sarà assegnato dal Gestore di Rete (GdR) in fase di rilascio della STMG e sui tempi di sviluppo del singolo progetto.

Ulteriore criticità è l'assenza di informazioni trasparenti sui tempi di avanzamento degli ampliamenti previsti sulla RTN/RDN così come la mancanza di feedback periodici lato GdR che determinano lungaggini nello sviluppo dei progetti dei singoli operatori.

Dopo i primi orientamenti espressi per l'aggiornamento del Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), con il documento per la consultazione 301/2023/R/eel focalizzato principalmente sulle connessioni a livelli di tensione diversi da AT e AAT e i cui esiti espressi con delibera 361/2023/R/eel hanno prodotto modifiche al TICA principalmente per impianti con potenze inferiori a 20 kW, e rimandato la revisione generale del TICA ad un secondo momento di confronto, attendiamo con interesse l'avvio del successivo documento per la consultazione previsto per l'autunno del 2023 dove, oltre a riprendere gli orientamenti già espressi con la consultazione 301/2023/R/eel, dovranno essere discussi gli orientamenti relativi all'iter ordinario delle connessioni in AT e AAT al fine di meglio disciplinare le procedure propedeutiche all'emissione

della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ovvero ad essa conseguenti, le modalità di interazione del TICA con il processo autorizzativo, anche alla luce delle modifiche che esso ha subito nel corso degli anni, nonché di valutare se sia opportuno introdurre nel TICA specifiche previsioni per la connessione alla rete degli impianti.

PROPOSTE:

Si richiede quindi di avviare quanto prima la revisione del processo di connessione che, oltre ai punti richiamati sopra, proponiamo che siano considerati per le nuove richieste:

- L'introduzione di una durata massima di validità (e conseguente decadenza) della pratica di connessione legata all'avanzamento del procedimento autorizzativo. Tale previsione rappresenta una soluzione interessante per limitare il problema della saturazione virtuale dei punti di connessione e per garantire risparmi economici a favore del sistema (minori sviluppi di rete necessari, con ottimizzazione dei punti esistenti);
- Introdurre il rispetto di criteri soggettivi e oggettivi a garanzia della qualità del progetto_e del rilascio della soluzione di connessione, che, tra gli altri, possano prevedere la revisione dei corrispettivi per l'avvio dell'istanza di connessione e l'introduzione di un contributo variabile legato alla durata del rinnovo dove l'operatore potrebbe scegliere di prenotare periodi di 3, 6, 12 mesi, da applicare anche alle richieste in essere, alle quali dovrà essere accompagnato un meccanismo di verifica dell'interesse nel prosieguo delle attività per la procedura di connessione;

Tali meccanismi andrebbero a ridurre le richieste di connessione speculative.

- Definire una interfaccia web interattiva che garantisca maggiore trasparenza delle informazioni;
- Introdurre un processo informativo periodico che dia evidenza dell'avanzamento dei progetti lato RTN da inserire in ogni caso nel Piano di Sviluppo con tempi certi di realizzazione, sulla falsariga delle comunicazioni che gli operatori sono tenuti a fornire su base trimestrale/semestrale a Terna (es. comunicazioni mancato avvio lavori).

Favorire lo sviluppo dei contratti di fornitura di energia di lungo termine (PPA) da fonti rinnovabili

Il piano REPowerEU incoraggia gli Stati Membri a rimuovere le barriere, amministrative e/o di mercato, che bloccano o vincolano il mercato dei PPA.

PROPOSTE:

- Inserire i PPA in una riforma organica e profonda del mercato elettrico, nel contesto europeo, senza però introdurre elementi di regolazione che limitino la libertà di mercato e negoziale tra le controparti;
- Definire un vincolo progressivo (100% entro 5 anni) di approvvigionamento per la PA di elettricità da FER tramite PPA a 10 anni (Green Public Procurement), sfruttando gli strumenti recentemente messi a disposizione da Consip;
- Al fine di promuovere la diffusione di questa tipologia di contratti, sviluppare sistemi di sgravi fiscali a favore di consumatori finali che stipulassero PPA da fonte rinnovabile in funzione dei volumi di copertura dei consumi e della durata dei contratti.

Rendere più efficienti i mercati dell'energia

La forte crescita delle rinnovabili rende ancor più necessario un sistema energetico stabile ed efficiente, anche attraverso l'efficace integrazione dei sistemi di accumulo.

PROPOSTE (Mercati Wholesale):

- Promuovere, nel contesto europeo, una riforma organica dei mercati wholesale che favorisca l'integrazione delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo nel sistema, fornendo chiari segnali di prezzo di lungo termine;
- Completare il percorso tracciato con l'approvazione del Testo integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) per l'aggiornamento dell'accesso e l'erogazione del servizio di dispacciamento, in modo che le fonti rinnovabili possano contribuire, con le proprie caratteristiche, alla gestione in sicurezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale. A questo proposito, auspichiamo l'apertura di un tavolo di confronto

per l'introduzione delle offerte a prezzo negativo sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, modifica 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". Questa necessità deriva anche dalla sempre maggiore integrazione dei mercati nazionali con quelli esteri nell'ambito delle piattaforme europee del dispacciamento. Riteniamo, inoltre, auspicabile la ripresa dei lavori del TIDE Stakeholder Group prevedendo un calendario più fitto di quello attualmente previsto, in quanto strumento fondamentale per il confronto tra gli operatori e con l'Autorità e il TSO, nell'ambito delle grandi modifiche che il dispacciamento sta subendo, anche al fine di affrontare dubbi e chiarire dettagli, ad esempio sulla gestione ottimale delle proprie risorse all'interno delle nuove aggregazioni rilevanti introdotte;

- Proseguire con strumenti quali il Capacity Market necessari ad accompagnare la transizione verso le rinnovabili assicurando l'adeguatezza e la fornitura di flessibilità al sistema;
- Rendere il Capacity Market un segmento strutturale del disegno di mercato. In subordine, in caso di phase out del meccanismo (comunque non auspicabile), definire uno scenario di riferimento per l'esecuzione dei contratti pluriennali relativi alla capacità nuova garantendo agli operatori la possibilità di soddisfare gli obblighi di disponibilità anche tramite capacità esistente (in ottica di portafoglio) pur in assenza di una contrattualizzazione specifica di tale capacità. Riguardo la Disciplina del Capacity Market, approvata a maggio 2024, ci preme evidenziare in particolare come la nuova definizione di Unità di Produzione "Nuove", introdotta senza consultazione, abbia generato un gap regolatorio per le Unità di Produzione che, al momento dell'asta, non sono ancora abilitate ai mercati dell'energia ma hanno già avviato i lavori di costruzione, con il risultato che, a causa di questa definizione, simili Unità non possono partecipare all'asta. Occorrerebbe pertanto superare, anche con il supporto dell'Autorità, il gap che si è generato e trovare una collocazione per tali impianti che dovrebbero poter contribuire senza discriminazioni all'adeguatezza e sicurezza del sistema;
- Completare l'infrastruttura regolatoria a corredo della disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico ai sensi dell'art 18 del D.lgs. 210/2021, rendendo disponibili al più presto gli elementi economici e tecnici senza i quali

le opportunità legate al meccanismo non possono essere valutate dagli operatori. Lo sviluppo di capacità di stoccaggio sarà un elemento fondamentale per la transizione verso un sistema elettrico decarbonizzato. La disciplina dovrà offrire le più ampie possibilità di partecipazione al meccanismo di approvvigionamento in modo da non limitare la partecipazione con le diverse soluzioni di accumulo elettrochimico presenti sul mercato, premiando quelle che possono garantire i servizi richiesti al miglior costo per il sistema, stabilendo un valore a base d'asta e meccanismi di remunerazione dei servizi che siano sufficienti e consistenti con le modalità operative attese per la gestione della capacità di stoccaggio, in modo che gli investimenti sui sistemi di accumulo, a fronte delle performance richieste, siano opportunamente remunerati.

Proseguire con le attività di revisione del Mercato Elettrico

Negli ultimi anni il mercato elettrico italiano ha vissuto una profonda trasformazione. L'oscillazione della domanda, la crisi energetica legata all'approvvigionamento delle fonti fossili e alla guerra in Ucraina, così come la penetrazione delle fonti rinnovabili (FER) hanno infatti radicalmente modificato l'operatività e la funzionalità dei mercati.

È necessario dunque prevedere un "ridisegno" del mercato elettrico che non può prescindere dall'analisi di quanto avvenuto nell'ultimo decennio, tenendo al contempo in considerazione il quadro evolutivo delle politiche energetiche europee e nazionali che confermano l'ineluttabilità della prosecuzione, nei prossimi anni, della penetrazione delle rinnovabili. Risulta di fondamentale importanza che vengano poste in essere tutte le iniziative necessarie ai fini di fornire a produttori e consumatori stabilità e visibilità dei prezzi dell'energia nel medio e lungo periodo.

Nell'ottica di un'evoluzione dell'attuale criterio di mercato, si ritiene che, più che soluzioni quali il disaccoppiamento semplice delle rinnovabili dal gas, altri meccanismi in grado di mettere in competizione le singole tecnologie potrebbero risultare utili nel perseguire tale fine, a condizione però che il rinnovamento venga operato in modo trasparente, non discriminatorio e tenendo conto della specificità tecnologica di ogni fonte. Inoltre sembra giunto il momento di inserire anche le esternalità nei costi di produzione dell'energia elettrica al fine di poter meglio misurare i reali costi di ogni fonte.