

## **Audizione ARERA 2022**

Signor Presidente, gentili Commissari,

in primo luogo, vi ringraziamo per questa Audizione e per questa opportunità di ascolto. Il momento che vive il settore energetico, non solo italiano evidentemente, e gli impatti che ne discendono in termini economici e sociali sul Paese, rende questo momento di confronto ancora più significativo e interessante; e apprezziamo il fatto di aver voluto incentrare le audizioni su questa tematica.

Come noto, a partire dalla seconda metà del 2021, sui mercati internazionali si sono registrati forti aumenti dei prezzi di gas, carbone e CO2 e - conseguentemente - dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio.

Il costo del Mercato del Giorno Prima negli ultimi dodici mesi è stato di circa 89 miliardi di euro a fronte dei 16 miliardi del 2019 (ultimo anno non impattato dal COVID-19 e dall'aumento dei costi delle materie prime). Con una spesa pari al solo aumento di costo del Mercato del Giorno Prima (oltre 73 miliardi di euro) degli ultimi 12 mesi, quindi, avremmo potuto finanziare tutti gli investimenti necessari a raggiungere i target 2030 del settore elettrico, secondo gli obiettivi Fit for 55: i 70 GW di impianti eolici e fotovoltaici che mancano, oltre agli investimenti in capacità di accumulo e nelle infrastrutture di rete necessari per una piena integrazione delle rinnovabili.

Permettetemi di sottolinearlo di nuovo, con la spesa aggiuntiva sostenuta in un solo anno, limitatamente al settore elettrico, avremmo potuto sostenere il costo di 10 anni di investimenti in infrastrutture e impianti di generazione con una vita utile tra i 20 e i 45 anni.

Oltre all'aumento del costo dell'energia elettrica va evidenziato anche l'aumento della spesa diretta per l'approvvigionamento di gas, stimabile sull'ultimo anno termico (21/22), rispetto all'anno termico 18/19, per il gas immesso nel sistema pari a circa 80 miliardi di euro.

Ad un tema di livello dei prezzi, si è poi aggiunto quello della volatilità dei prezzi stessi, che ha reso a volte difficile per molti clienti – industriali e civili - trovare adeguate forme di copertura e contratti a prezzo bloccato, sia nell'elettrico che nel gas.

E ai temi di livello e volatilità dei prezzi si è aggiunto poi quello della sicurezza energetica e dei rischi legati alla continuità delle forniture di gas e – conseguentemente – di elettricità in ragione della crisi russo ucraina.

Da ultimo abbiamo il tema dell'adeguatezza elettrica: la scorsa estate, in ragione di un caldo sostenuto e un periodo antecedente ai mesi estivi straordinariamente povero di precipitazioni abbiamo dovuto far fronte a punte di carico prossime ai massimi storici (circa 57 GW vs 60 GW) con: a) una minore disponibilità di generazione idroelettrica; b) una minore disponibilità di generazione termoelettrica per le problematiche di raffreddamento, ovvero limitazioni alle temperature di scarico per quelle situate in prossimità del mare, e mancanza di acqua per il raffreddamento per quelle situate in prossimità dei fiumi.

Per l'inverno entrante abbiamo invece di fronte una situazione di criticità determinata da un rischio di insufficiente apporto di import, legato ad una forte indisponibilità del nucleare francese (attesi per inizio 2023 solo 40 GW di capacità nucleare disponibile, così come indicato la scorsa settimana dal TSO francese, che ha rivisto ulteriormente al ribasso le precedenti previsioni).

Prima di passare alla parte propositiva due ultime considerazioni.

La prima: gli effetti dell'aumento dei prezzi devono ancora manifestarsi pienamente su aziende e famiglie. Infatti, contratti a prezzi bloccati conclusi precedentemente questa fase di crisi (ed ora in fase di aggiornamento), latenza temporale dei conguagli e nelle fatturazioni in particolare nelle utenze civili gas (si pensi ai condomini), hanno parzialmente attenuato gli effetti di queste tensioni.

La seconda: modifiche nell'organizzazione e nel funzionamento dei mercati, immaginando meccanismi di revenue cap e/o di estrazioni delle rendite inframarginali come quelle discusse ed in parte applicate in alcuni Paesi, tra cui l'Italia, possono offrire delle soluzioni contingenti ma saranno comunque parziali e non concretamente risolutive.

Ciò che sarebbe risolutivo è piuttosto una forte accelerazione del piano di investimenti nelle infrastrutture necessarie alla transizione energetica e alla decarbonizzazione. Quanto accaduto negli ultimi 18 mesi ci dimostra come la transizione energetica non costituisca solo una risposta alle esigenze di lotta al cambiamento climatico (peraltro quanto mai attuale e necessaria), ma anche la soluzione alle problematiche di sicurezza e indipendenza energetica e di tensioni sui prezzi dell'energia. Questa a nostro avviso è la strada da

percorrere e su cui concentrare l'impegno di tutti per accelerarne il percorso (tenendo anche conto che i prezzi del gas – nel lungo periodo – potranno trovare sicuramente altre fasi di tensione, con riferimento alla crescita attesa di domanda di gas naturale in Asia ed Africa).

Dopo questa lunga premessa, articolerò il mio intervento secondo questi punti. 1) a che punto siamo con la transizione energetica, dal nostro punto di osservazione 2) cosa occorre fare 3) le azioni di Terna 4) profili di adeguatezza e di funzionamento del mercato elettrico 5) il contributo che può offrire la regolazione.

## **1. Lo stato dell'arte**

Il documento di scenari redatto da Terna e Snam indica come obiettivi Fit for 55, circa 102 GW tra fotovoltaico ed eolico (dagli attuali 36 GW) e circa 71 GWh di nuova capacità di accumulo utility-scale. La nuova capacità rinnovabile dovrà garantire una produzione addizionale superiore ai 120 TWh con un risparmio – a fabbisogno costante – di circa 26 miliardi di metri cubi.

Ciò significa che nei prossimi 8 anni dovremmo realizzare nuove rinnovabili per 8 GW/anno. Negli ultimi 8 anni (2014-2021) il tasso di crescita di questi impianti è stato inferiore a 1 GW/anno; nel 2022, anche grazie all'avvio di un percorso di semplificazione degli iter autorizzativi che è fondamentale continui nei prossimi anni, il tasso di crescita è migliorato con poco più di 2 GW entrati in esercizio nei primi 9 mesi dell'anno. Ma siamo decisamente troppo lontani da quanto serve per avere un impatto significativo sul livello dei prezzi e per ridurre la dipendenza dal gas naturale.

Non è evidentemente un tema di livello dei prezzi, né di regole di mercato, né tantomeno di infrastrutture di rete. È un tema principalmente legato ai processi autorizzativi in particolare per quanto riguarda le iniziative utility scale, che sono quelle più vantaggiose (se confrontiamo gli LCOE, quello di una iniziativa utility scale è circa 1/5 di una iniziativa rooftop e completamente sostenibile a mercato anche a prezzi pre-crisi).

Ad oggi Terna ha ricevuto 299 GW di richieste di connessione alle reti in alta tensione, di cui 110 GW di fotovoltaico, 72 GW di eolico onshore, 95 GW di eolico offshore, a dimostrazione dell'interesse concreto degli operatori di mercato e sviluppatori e quindi della sostenibilità economica e finanziaria di queste iniziative.

Aggiungo come transizione energetica non significhi solo rinnovabili ma anche elettrificazione dei consumi, ovvero sostituzione di caldaie e cucine a gas con sistemi a pompa di calore e cucina a induzione e una maggiore diffusione dei veicoli elettrici. L'elettrificazione - oltre alle evidenti ricadute ambientali in particolare nelle aree metropolitane - determinerebbe una riduzione della dipendenza dal gas e dai combustibili fossili con benefici in termini economici e di sicurezza energetica per il Paese.

A titolo di esempio la sostituzione di 1,2 milioni di caldaie a gas domestiche con altrettanti sistemi di riscaldamento a pompa di calore comporta una riduzione dei consumi gas stimabile in circa 1 miliardo di metri cubi. In caso di soddisfacimento di questo ulteriore fabbisogno elettrico (circa 2 TWh) attraverso fonti rinnovabili e accumuli, avremmo quindi un risparmio netto di 1 miliardo di metri cubi di gas all'anno. Ma anche assumendo che tale fabbisogno elettrico addizionale fosse soddisfatto interamente con generazione a gas, avremmo in ogni caso un risparmio netto di circa 0,5 miliardi di metri cubi all'anno.

Anche su questo fronte, l'Italia sta procedendo con estrema lentezza ed i consumi di gas naturale per uso residenziale ammontano tuttora a oltre 20 miliardi di metri cubi quando potrebbero essere fortemente ridotti.

## **2. Cosa occorre fare**

Rinnovabili e accumuli che devono essere realizzati li ho indicati precedentemente: 70 GW di potenza di rinnovabili aggiuntive al 2030 e 120 GW al 2040 oltre a 71 GWh di capacità aggiuntiva di accumulo utility-scale, in particolare nell'Italia meridionale e nelle isole maggiori (rispettivamente 40 GWh e 27 GWh).

Nel documento scenari questi target di capacità aggiuntiva prevedono anche una specifica distribuzione territoriale, individuata ipotizzando uno sviluppo coordinato di impianti rinnovabili, sistemi di accumulo ed infrastrutture di rete, con l'obiettivo di minimizzare i costi di investimento e di generazione complessivi (incluso il costo della cosiddetta overgeneration), e tenendo conto degli obiettivi di maggiore elettrificazione.

Riguardo alle rinnovabili la strada principale è quella della ulteriore semplificazione degli iter autorizzativi per quanto riguarda gli impianti utility scale e di una più rapida implementazione delle proposte comunitarie sul solare distribuito/roof top.

Sugli accumuli, l'articolo 18 del decreto legislativo n. 210/2021 ha posto le basi per la definizione di un meccanismo di contrattualizzazione a termine per lo sviluppo di nuova capacità di accumulo tramite l'azione coordinata di Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ARERA, Terna e GME.

Ora è necessario completare rapidamente i passi necessari per la piena implementazione di questo meccanismo.

Gli accumuli potranno rispondere a più finalità: (i) da un lato accumulare la produzione rinnovabile non programmabile nelle ore in cui queste fonti producono in eccesso, così da poter poi erogare tale energia quando necessario, riducendo sia la necessità di capacità termoelettrica che i prezzi dei mercati spot, (ii) offrire un contributo di MW aggiuntivi per l'adeguatezza del sistema, (iii) risolvere congestioni di rete tra le zone e all'interno delle zone, (iv) offrire servizi di regolazione di tensione, inerzia, potenza di corto-circuito, riserva e bilanciamento.

Su elettrificazione dei consumi sarebbe utile procedere con una campagna di comunicazione, che possa rendere più consapevoli i consumatori circa la convenienza del vettore elettrico rispetto ad altre fonti, sia dal punto di vista ambientale - in particolare nei centri urbani - che da un punto di vista economico e, più in generale, per il contributo che questo può dare in termini di sicurezza energetica. Anche su questo profilo le proposte della commissione dovrebbero trovare auspicabilmente una implementazione più rapida e coraggiosa (ad esempio con riferimento al REPowerEU che propone il raddoppio del tasso di diffusione delle pompe di calore e la definizione di un percorso per raggiungere lo stop della vendita delle caldaie a gas al 2029. Vanno in questa direzione anche le proposte dell'Energy Performance of Buildings Directive, le quali in materia di Net zero emission building prevedono che dal 2030 tutti i nuovi edifici dovranno essere a zero emissioni, con i nuovi edifici pubblici che dovranno esserlo già dal 2027).

Infine, la rete rappresenta l'altro, fondamentale, elemento del processo di piena integrazione delle fonti rinnovabili (che saranno principalmente realizzate nella parte meridionale dell'Italia e nelle isole) ed ove occorre rafforzare le dorsali tra nord sud e isole e potenziare le interconnessioni con l'estero; le nuove infrastrutture di rete permetteranno di limitare i fenomeni di overgeneration ai soli casi in cui la soluzione di questi ultimi possa essere non conveniente economicamente e di sostenere l'elettrificazione dei consumi.

### **3. Le azioni di Terna**

Nel 2021 abbiamo aumentato di 400 MW i limiti di transito su tutte le sezioni di mercato interno per 1600 MW complessivi. Da gennaio 2022 abbiamo aumentato di 300 MW il limite di transito sulla frontiera nord. Non sussistono ad oggi congestioni significative sulla rete di trasmissione nazionale: per il 70% delle ore le zone di mercato non si separano; il differenziale di prezzo tra le zone e il prezzo unico nazionale è mediamente pari a 5 €/MWh (1,5% rispetto al PUN). Grazie alle azioni di efficientamento effettuate da Terna per la gestione del mercato per i servizi di dispacciamento, l'energia utilizzata per risolvere le congestioni all'interno delle zone di mercato si è praticamente annullata (-98% di quantità movimentate a salire rispetto al 2021). Il livello di curtailment di produzione eolica all'interno delle zone – per il 2022 - è anch'esso molto contenuto e pari a circa 250 GWh, ossia l'1,5% della totale generazione eolica (nello stesso periodo dello scorso anno la percentuale superava il 2,5%).

Nel Piano di sviluppo 2021, Terna ha previsto un ulteriore incremento del limite di scambio tra le varie zone di mercato complessivamente pari a +7,1 GW.

Il prossimo Piano di sviluppo - che terrà conto di scenari più aggiornati e nuovi obiettivi di penetrazione delle rinnovabili - sarà ancora più orientato all'implementazione di quei progetti tesi alla integrazione di nuova capacità rinnovabile, e quindi a maggior valore aggiunto ed utilità per il sistema elettrico; aumenteremo ulteriormente i limiti di scambio tra le varie zone di mercato e la capacità di trasporto all'interno delle stesse zone.

Nel documento di descrizione degli scenari 2022, fermo restando l'obiettivo di minimizzare i costi complessivi per il sistema, abbiamo proposto una distribuzione geografica ideale dei nuovi contingentati FER, assegnando maggiore priorità alle zone di mercato a maggior attrattività (Sud e isole maggiori) e garantendo allo stesso tempo la compatibilità con i vincoli tecnici del sistema. Nello stesso documento, come già detto, abbiamo definito il fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio di cui il sistema avrà bisogno al fine di sfruttare in modo efficiente la sempre maggiore capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, superando quanto definito in tal senso nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) e tenendo conto del contributo che questi sistemi offrono anche all'adeguatezza del sistema elettrico e ai servizi di rete.

Sempre nel 2022 abbiamo svolto l'asta del mercato della capacità con anno di consegna 2024, approvvigionando la capacità nuova necessaria (8,6 GW di CDP, di cui 1,2 GW di accumuli, tenendo conto anche delle aste 2022 e 2023) a mantenere in condizioni di adeguatezza il sistema elettrico, tenendo conto dell'obiettivo di chiusura delle centrali a carbone.

Con riferimento al processo di integrazione del mercato dei servizi di dispacciamento con i mercati europei, lo scorso anno è stata avviata la piattaforma TERRE per l'approvvigionamento di energia di bilanciamento da terziaria di sostituzione; quest'anno abbiamo lavorato alla modifica delle regole di mercato per consentire l'avvio della piattaforma Picasso per l'approvvigionamento di energia di bilanciamento da riserva secondaria a partire da luglio 2023.

Nelle prossime settimane adotteremo una nuova procedura per l'approvvigionamento di risorse disponibili alla riduzione dei consumi, quest'ultima nell'ambito di quanto previsto dal decreto del Ministero della transizione ecologica n. 464 del 21 ottobre 2022 e del disegno di legge di bilancio. Tale misura potrà avere una triplice finalità: (i) offrire ulteriori risorse per l'adeguatezza del sistema elettrico, (ii) ridurre i consumi gas per uso termoelettrico, attraverso la riduzione dei consumi elettrici e (iii) ridurre i consumi elettrici, anche in attuazione di quanto previsto all'art. 4 del Regolamento UE 2022/1845.

#### **4. Profili di adeguatezza e di funzionamento del mercato elettrico**

Come accennato in premessa, oltre alle tensioni di prezzo, il sistema elettrico nel 2022 è stato caratterizzato da criticità in termini di adeguatezza del sistema legate a una molteplicità di fattori concomitanti.

Le condizioni meteo estreme degli ultimi mesi, legate al cambiamento climatico, hanno fortemente inciso sulle condizioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico: le alte temperature registrate nel periodo estivo, unitamente alla fortissima siccità che sta caratterizzando l'anno 2022, hanno determinato un tasso di indisponibilità degli impianti termoelettrici di molto superiore rispetto a quello registrato negli ultimi anni e una drastica riduzione della produzione idroelettrica rispetto all'anno 2021.

In estate abbiamo applicato per la prima volta la procedura di approvvigionamento di riserva prima del MGP, garantendo l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico pur in condizioni di estrema difficoltà (punta di carico, forte indisponibilità idroelettrica e termoelettrica dovute a caldo eccezionale).

Con riferimento al periodo invernale dovremo gestire il rischio di un ridotto apporto di import dalla frontiera Nord in ragione di una prolungata indisponibilità di una quota di capacità nucleare in Francia superiore alla media degli ultimi anni. Considerato il graduale invecchiamento del parco nucleare francese e quanto le importazioni dalla Francia incidano sul livello di adeguatezza italiano, la disponibilità a medio-lungo termine degli impianti nucleari d'oltralpe è sicuramente uno dei temi centrali per l'adeguatezza europea che occorrerà monitorare nel prossimo futuro.

Con riferimento alla minore disponibilità di generazione termoelettrica per le problematiche di raffreddamento a cui ho già accennato, al fine di limitare tale rischio nei prossimi anni, intendiamo proporre un meccanismo che promuova la sostituzione degli attuali sistemi di raffreddamento tramite condensatori ad acqua, con soluzioni alternative che consentano di superare dette criticità.

## **5. Il contributo che può offrire la regolazione.**

La rete rivestirà un ruolo fondamentale, insieme agli accumuli, nel processo di integrazione delle fonti rinnovabili. In questo contesto è evidente la centralità della regolazione tariffaria a supporto degli investimenti nella rete elettrica. Il percorso intrapreso da ARERA con la regolazione output-based ci sembra rappresenti un modo efficace per orientare le decisioni delle imprese regolate verso quegli investimenti ed azioni a maggiore utilità per il sistema, allineando gli interessi dell'impresa a quelli del sistema e del regolatore.

Con riferimento alla attività di trasmissione e dispacciamento in particolare, la regolazione output ha spinto Terna:

- a) ottimizzare e accelerare l'installazione dei dispositivi per la regolazione di tensione e potenza reattiva;
- b) operare un'azione di grande efficacia nell'innovazione nell'utilizzo degli asset esistenti di rete;



c) estrarre maggior valore dagli asset esistenti, grazie anche ad una progressiva digitalizzazione delle reti: questo lo si è visto sia nell'ambito del programma di contenimento dei costi MSD che in quello di aumento della capacità di trasporto tra le zone;

d) adottare nuovi modelli operativi per la gestione degli asset e l'esercizio del sistema elettrico.

Crediamo che tutto ciò possa costituire l'inizio di un percorso e stiamo investendo molto in tecnologia e cercando di dare una grande spinta nella ricerca di soluzioni innovative; le sfide che abbiamo di fronte d'altronde ce lo impongono. Anche l'avvio del progetto Tyrrhenian Lab va in questa direzione.

Crediamo che sia importante, di grande utilità, proseguire in quest'alveo da parte della regolazione, confermando forme di regolazione output già presenti nella trasmissione elettrica, completandole ove necessario e anche integrandole con altri strumenti output-based rispondenti agli obiettivi a maggior valore per il sistema.

La regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) – se ben calibrata – potrà costituire lo strumento per completare questo percorso, adeguando le attuali logiche di riconoscimento dei costi della trasmissione elettrica agli obiettivi di sostegno della transizione energetica, anche con l'obiettivo di i) permettere il pieno riconoscimento dei costi sostenuti da Terna per la realizzazione degli interventi finalizzati al sostegno del processo di transizione energetica; ii) garantire la finanziabilità degli investimenti attesi nei prossimi anni tramite logiche di riconoscimento tariffario adeguate, stante la caratterizzazione capital-intensive delle opere necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In tale ottica Terna è favorevole ad un'applicazione per la trasmissione - già dal 2024 - di un modello di regolazione ROSS "integrale" basato, in una logica sperimentale, sulla predisposizione e condivisione con l'Autorità di un business plan "semplificato" valido ai fini sia della definizione delle possibili leve di policy tariffaria a sostegno della finanziabilità degli investimenti sia della previsione di nuovi meccanismi incentivanti di tipo output-based rispondenti ad obiettivi ad elevato valore per il sistema.

Con riferimento a profili regolatori più relativi al market design, abbiamo condiviso da anni il principio che i mercati spot non siano uno strumento efficace nel fornire segnali di prezzo per gli investimenti. Si ritiene pertanto opportuno proseguire il percorso di sviluppo di un

disegno di mercato, incentrato sui mercati a termine e coordinato con i piani di sviluppo della rete.

In particolare, il disegno di mercato dovrà essere basato su meccanismi di contrattualizzazione a termine e prevedere: i) aste FER per incentivare la realizzazione di nuovi impianti rinnovabili e al contempo favorire la conclusione di PPA attraverso un mercato regolamentato che minimizzi il rischio di controparte, ii) aste per l'approvvigionamento di nuova capacità di accumulo e iii) meccanismi per garantire la disponibilità della capacità termoelettrica necessaria per l'adeguatezza del sistema - e residuale rispetto alla capacità di accumulo e rinnovabile - come le aste del mercato della capacità o meccanismi di mothballing, come quello previsto dall'art. 20 del decreto legislativo 210/2021.

## **Conclusioni**

È quantomai necessario accelerare il percorso di transizione energetica intrapreso negli ultimi anni; la transizione non costituisce esclusivamente una risposta al contrasto del cambiamento climatico, ma anche un'opportunità per i) ridurre la dipendenza energetica dai Paesi che oggi producono ed esportano la gran parte delle materie prime; ii) incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti e, conseguentemente, iii) calmierare i prezzi dell'energia.

L'ultimo anno ha mostrato come non esista prospettiva di sviluppo, crescita e competitività per un Paese che non possa fare affidamento su un approvvigionamento energetico sicuro, oltre che economicamente e socialmente sostenibile; occorre pertanto imprimere un'accelerazione ai processi di i) installazione delle fonti rinnovabili ed ii) elettrificazione dei consumi finali.

Le tensioni recentemente registrate sui mercati dell'energia hanno reso ancor più evidente la necessità di accelerare il percorso di transizione energetica avviato negli ultimi anni.

Per fare questo è necessario avviare un programma di investimenti in FER reti e accumuli, con elementi di coordinamento che permettano una ottimizzazione della spesa e un contenimento complessivo dei costi per il sistema. Come Terna riteniamo che quanto fatto in questi ultimi rappresenti un contributo utile e importante in questa direzione. La regolazione sia per quanto riguarda le infrastrutture a rete, sia per quanto riguarda il disegno di mercato complessivo è senz'altro elemento abilitante di tutto questo processo (e abilitante

al fatto che questo processo possa essere condotto in modo efficiente), accanto alla risoluzione delle problematiche autorizzative.