

AUDIZIONE ARERA – 10/11 settembre

Gentile Presidente e Commissari,

desidero in primo luogo rivolgerVi i migliori auguri di buon lavoro per la Vostra Consiliatura, unitamente a un sentito ringraziamento per questa Audizione, che rappresenta un'importante occasione di confronto tra Autorità, imprese e associazioni in una fase particolarmente rilevante per il sistema energetico.

Articolerò il mio intervento con una premessa su alcuni elementi di contesto, illustrando quindi le sfide che abbiamo di fronte dal punto di vista del TSO e le possibili soluzioni per affrontarle; infine, formulerò alcune considerazioni sulla importanza della regolazione rispetto alla gestione di queste sfide.

Elementi di contesto

Le tensioni geopolitiche degli ultimi anni e la volatilità dei prezzi del gas hanno reso evidente come la dipendenza dalle fonti fossili esponga il sistema elettrico nazionale a rischi e costi elevati per famiglie ed imprese. Il controvalore dei costi del mercato elettrico all'ingrosso nel periodo 2011÷2020 era pari a circa 15÷20 miliardi di euro/anno. Nel 2022 è stato pari a 90 miliardi di euro, nel 2025 a 33 miliardi e, nel 2026, solo nei primi 8 mesi pari a 27 miliardi di euro.

In linea con gli obiettivi del PNIEC, **accelerare il processo di decarbonizzazione sembra essere sempre più una priorità per rafforzare sicurezza e autonomia energetica, contenere i costi del sistema e sostenere la competitività del Paese. La sfida è realizzare questa accelerazione in condizioni di sicurezza ed economicità, al minor costo per i consumatori.**

L'aumento della penetrazione delle rinnovabili nella generazione elettrica è un percorso già concretamente avviato, indipendentemente dagli scenari di policy: negli ultimi anni la capacità eolica e fotovoltaica installata in Italia è cresciuta di circa 28 GW dal gennaio 2022, di cui 4,6 GW entrati in esercizio nei primi 8 mesi del 2026. Parallelamente la produzione termoelettrica si è ridotta del 17% nel 2025 rispetto al 2021, nonostante la contestuale riduzione della produzione idroelettrica dell'8% in ragione della minore idraulicità.

Ciò ancora non ha prodotto effetto sui prezzi, fatta eccezione per alcune giornate del periodo primaverile, diversamente da quanto osservato in altri Paesi. Il quadro è destinato a evolvere rapidamente: da qui al 2028 entreranno in esercizio circa 20 GW già contrattualizzati dal GSE, oltre alle iniziative merchant, e negli anni immediatamente successivi entreranno in esercizio anche i contingenti che verranno messi all'asta secondo il decreto ministeriale FERX recentemente approvato dal MASE così come gli ulteriori impianti merchant che continuano ad entrare in esercizio sulla base delle attese di prezzi del mercato dell'energia ancora superiori ai costi di questi impianti. Ciò dovrebbe permettere, a meno di ulteriori tensioni sulla domanda, di ridurre considerevolmente la marginalità degli impianti i cui costi risentono dei prezzi di gas e CO₂.

La crescita delle rinnovabili è, tuttavia, solo una delle trasformazioni che il sistema elettrico dovrà affrontare. A essa si affianca l'elettrificazione dei consumi, destinata a ricevere ulteriore impulso dai nuovi obiettivi indicati dalla Commissione Europea nell'ambito del recente Electrification Plan, che individua proprio nell'elettrificazione una leva centrale per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e rafforzare la competitività dell'economia UE. La Commissione ha indicato un target del 46% di elettrificazione al 2040, che dovrà essere evidentemente declinato per Paese tenendo conto dei rispettivi punti di partenza. Secondo la Commissione, il suo conseguimento consentirebbe di ridurre nell'UE le importazioni di gas del 70% e quelle di petrolio del 40%.

La Commissione ha inoltre confermato la necessità di aumentare gli investimenti nelle reti e la relativa efficienza, massimizzando l'utilizzo degli asset, attraverso tecnologie innovative e flessibilità delle connessioni.

Come ulteriori elementi di contesto, occorre considerare anche come - negli ultimi anni - l'esacerbarsi di fenomeni climatici estremi (ondate di calore, innalzamento delle temperature del mare e scarsa idraulicità nei fiumi, con conseguente riduzione della capacità termoelettrica e idroelettrica disponibile e innalzamento della domanda alla punta) abbia determinato tensioni in termini di Adeguatezza. Non si tratta più di fenomeni occasionali, ma ormai stabili, che si ripetono di anno in anno. A ciò si aggiungono: i) l'aumento della domanda registrato nel 2026 (+10 TWh nei primi 8 mesi) associato anche alla ripresa dei consumi industriali, ii) il possibile aumento prospettico associato alla connessione di data center e iii) l'aumento atteso dei consumi in ragione dell'elettrificazione.

Sfide

Tutto ciò per dire come il sistema elettrico è **cambiato radicalmente** dal 2022÷23 e vivrà una ulteriore e rapida **trasformazione nei prossimi 2÷3 anni, con nuove ed importanti sfide** per la gestione in sicurezza del sistema e per l'efficienza complessiva.

In parte le abbiamo già accennate.

Adeguatezza del sistema: La progressiva riduzione delle ore di funzionamento degli impianti a gas può determinare il decommissioning di impianti ancora necessari per garantire adeguati margini di riserva, a maggior ragione in presenza di tensioni sulla domanda alla punta per effetto degli eventi climatici prima descritti.

Riteniamo che il Capacity Market sia lo strumento idoneo per gestire le esigenze di Adeguatezza del SEN. Visti il Decreto MASE 6 agosto 2026 e le considerazioni contenute nell'ultimo Rapporto Adeguatezza Terna proporrà a breve un calendario di aste con periodo di consegna per gli anni 2029÷2032.

Overgeneration: Nei periodi primaverili si stanno intensificando situazioni in cui la generazione rinnovabile è potenzialmente superiore al carico, con margini di riserva «a scendere» ridotti e rischio di fenomeni di sovrافrequenza.

La risposta a questa problematica è quella di rendere modulabili le rinnovabili, anche quelle in MT e le nuove in BT, oltre a poter disporre di risorse di accumulo e di maggiore capacità di trasporto delle reti per poterle meglio integrare nel sistema elettrico.

Intensificarsi delle congestioni di rete, per l'aumento delle rinnovabili: di nuovo reti e accumuli sono una risposta anche a questa problematica.

Controllo dei profili di tensione e potenza di corto circuito, in ragione di un sistema dotato di minori risorse di generazione capaci di offrire un servizio di regolazione di tensione come i tradizionali generatori sincroni.

Inerzia e stabilità del SEN: un ridotto numero di macchine rotanti in esercizio rende il sistema potenzialmente più esposto alle variazioni e alle oscillazioni di frequenza.

Economia nell'esercizio, laddove l'evoluzione del sistema determinerà certamente un aumento dei volumi del MSD per la gestione in sicurezza del sistema.

Compensatori sincroni, statcom, mezzi di compensazione statici per il controllo dei profili di tensione, accumuli e reti sono la risposta naturale a queste sfide. Inoltre, con la crescita delle rinnovabili e la minore presenza di capacità programmabile, alcune prestazioni oggi

garantite dagli impianti convenzionali - in particolare in termini di modulabilità delle immissioni e di contributo alla regolazione della tensione - dovranno essere assicurate sempre più anche dalle risorse rinnovabili stesse.

Gestione del processo di connessione: ad oggi registriamo tra impianti di generazione FER e accumuli elettrochimici un totale di oltre 600 GW di richieste di connessione alla sola RTN distribuiti su quasi 10mila progetti. A queste si aggiungono circa 100 GW di richieste relative a data center, concentrate soprattutto nelle regioni del Nord e, in particolare, in Lombardia, con un tasso atteso di concretizzazione di questi progetti tuttora da verificare. Ciò rende necessaria quanto prima una revisione dei criteri e delle procedure di connessione secondo logiche di efficienza, in coerenza con il disegno delineato dal Decreto Bollette.

Considerazioni sulla evoluzione del quadro regolatorio

In questo contesto, vi è un punto che ritengo fondamentale sottolineare: **lo sviluppo della rete di trasmissione è, a nostro avviso, condizione abilitante per** integrare in modo efficiente e sicuro la crescente capacità rinnovabile, rendere concretamente possibile il percorso di elettrificazione dei consumi e **poter gestire in sicurezza le sfide che il nuovo contesto ci pone di fronte.**

Il mercato della capacità, il meccanismo per l'approvvigionamento di sistemi di accumulo, l'adeguamento delle prestazioni richieste agli impianti di generazione e il rapido recepimento ed implementazione di quanto previsto dal DL Bollette per efficientare il processo di connessione alla rete sono, a nostro avviso, gli altri strumenti per poter gestire questa trasformazione in sicurezza.

Perché gli investimenti nelle reti possano realizzarsi, nei limiti ovviamente di quelli che l'Autorità ed il Ministero riterranno di approvare, è evidentemente essenziale che il quadro regolatorio assicuri la copertura dei costi del capitale investito, come sta avvenendo in altri Paesi, permettendo alle imprese di sostenere il costo del debito in un contesto di forti tensioni ed instabilità dei tassi.

Su queste priorità desidero soffermarmi nei passaggi successivi.

Misure a sostegno della finanziabilità dei piani di investimento infrastrutturali

Come evidenziato anche nel Quadro Strategico dell'Autorità, lo sviluppo delle infrastrutture energetiche è un elemento fondamentale, ma deve avvenire secondo un approccio sempre più selettivo, efficiente e orientato al valore generato per il sistema.

A nostro avviso, gli investimenti di Terna rispondono a tali logiche. Ancorché l'ultimo Piano sia particolarmente ambizioso, **la crescita degli investimenti prevista da Terna resta tra le più contenute nel confronto con i principali gestori di rete europei** (sensibilmente inferiore a Francia, UK e Germania). Secondo recenti analisi Terna, elaborate anche con il supporto analitico di McKinsey, la previsione di investimento per lo sviluppo rete propedeutico all'integrazione delle FER di Terna è pari ad 1/3 di quella prevista da altri TSO europei (0.2 €/B/GW vs media 0.6-0.7 €/B/GW degli operatori Europei analizzati).

Al tempo stesso, **il costo della trasmissione elettrica nelle tariffe italiane continua a posizionarsi tra i più bassi in Europa**. In base ai più recenti dati Eurostat, nel 2025 il costo di trasmissione elettrica in Italia per i clienti domestici è risultato inferiore del 26% rispetto a Francia e Spagna e del 35% rispetto alla media europea.

Gli investimenti nella rete di trasmissione consentono di aumentare la capacità di trasporto tra zone di mercato, favoriscono l'integrazione delle rinnovabili, riducono congestioni e limitazioni alla produzione e contribuiscono a una più efficiente allocazione delle risorse di generazione. I benefici associati sono concreti: minori costi complessivi per il sistema, migliore utilizzo delle risorse disponibili e rafforzamento della sicurezza e della resilienza del sistema elettrico nazionale. Per queste ragioni essi non possono essere considerati un mero costo tariffario.

Dal 2020 ad oggi, anche grazie ai meccanismi output-based introdotti dall'Autorità nel corso di questi anni, è stato conseguito un incremento di circa 3,8 GW della capacità di trasporto tra sezioni di mercato, rispetto ai soli 0,9 GW del periodo 2012÷2018. Di questi, circa 2,5 GW sono stati ottenuti attraverso soluzioni innovative a basso impiego di capitale.

Questi risultati dimostrano la **capacità di Terna di accelerare lo sviluppo infrastrutturale e, al tempo stesso, farlo in modo efficiente, massimizzando il valore per il sistema e contenendo l'impatto sugli utenti finali**.

Proprio per la rilevanza di questi benefici, allo sviluppo della rete di trasmissione non può non essere garantita la sostenibilità finanziaria dei piani di investimento attesi. Nei prossimi anni, la trasformazione del sistema elettrico richiederà significativi volumi di

investimento, in un contesto caratterizzato da condizioni di finanziamento molto più onerose rispetto al passato.

Per questo è **essenziale che il quadro regolatorio assicuri stabilità, prevedibilità e coerenza con il profilo di rischio del settore, con le effettive condizioni di finanziamento degli investimenti e che assicuri coerenza tra remunerazione e utilità degli investimenti.**

Considerate la tipologia e la rischiosità degli investimenti tipici della trasmissione, in termini di tempistiche realizzative, **è fondamentale garantire la piena copertura del costo del capitale anche prima dell'entrata in esercizio dei singoli cespiti.** In analogia a quanto avvenuto in altri Paesi come Regno Unito e Spagna, **è necessario poi adeguare il costo del capitale riconosciuto al contesto attuale, caratterizzato da un inasprimento delle condizioni di accesso al mercato.** Negli ultimi anni il costo del debito marginale per le imprese è aumentato di oltre 350 punti base (passando da valori inferiori all'1% alla fine del 2021 a oltre il 4,5% oggi) a fronte di un livello di remunerazione riconosciuto a Terna rimasto sostanzialmente invariato. Il rendimento del btp decennale è aumentato di oltre il 400% negli ultimi 5 anni e del 20% negli ultimi 12 mesi.

L'impatto è ancora più significativo per gli operatori impegnati in piani di investimento di particolare entità, che richiedono il ricorso a nuovo debito in misura superiore a quella implicitamente considerata dall'attuale metodologia regolatoria. È pertanto necessario a nostro avviso adeguare la componente relativa al costo del debito, affinché rifletta più fedelmente le condizioni di finanziamento effettivamente disponibili sul mercato.

Accanto al tema della copertura dei costi del capitale, resta inoltre fondamentale confermare e rafforzare le logiche di regolazione output-based, fondate sull'utilità degli investimenti e su meccanismi di premialità legati ai risultati effettivamente conseguiti.

La regolazione output è uno strumento importante per contemperare due esigenze: sostenere gli investimenti necessari alla gestione in sicurezza ed efficienza del sistema e, al tempo stesso, garantire efficienza a tutela degli utenti finali. È necessario a nostro avviso definirne quanto prima le regole nel rispetto dei principi di stabilità regolatoria e proporzionalità tra premio e benefici per il sistema.

La **sfida del prossimo periodo regolatorio è creare le condizioni per realizzare le infrastrutture necessarie per la sicurezza energetica e generare valore per il sistema e per i consumatori, attraverso innovazione e tecnologie.**

Il recepimento del DL bollette

L'adozione in tempi brevi del nuovo processo disegnato dal DL bollette permetterà di razionalizzare le soluzioni di connessione eliminando circa 250 nuove stazioni precedentemente previste e permettendo, pur mettendo a disposizione oltre 200 GW di capacità di connessione, di evitare al sistema costi significativi, riducendo gli impatti sul territorio e accelerando la realizzazione effettiva di nuovi impianti FER.

Riteniamo che un'analoga revisione del processo di connessione, seppure con le specificità del settore, possa essere prevista per i Data Center. In particolare anche per i data center, oltre che intervenire sulla trasparenza informativa e sulle condizioni economiche di accesso alla connessione, occorrerebbe prevedere la facoltà per Terna di rilasciare soluzioni di connessione in overbooking, garantendo la riserva della capacità solo ai progetti caratterizzati da un adeguato e dimostrabile livello di maturità, permettendo così un dimensionamento più coerente delle infrastrutture ed evitando rallentamenti delle iniziative più concrete e promettenti.

Interventi in tema di sicurezza del sistema elettrico

Oltre alla realizzazione dei necessari investimenti, per garantire la sicurezza del sistema in presenza di una quota crescente di generazione rinnovabile, è **necessaria una evoluzione delle regole tecniche di connessione e dei requisiti prestazionali degli impianti**, che faccia sì che quelle prestazioni di flessibilità che si perdono per effetto della riduzione di presenza in servizio di capacità programmabile siano garantite dalle risorse rinnovabili.

Rispetto a tale ambito, assume particolare rilievo la possibilità di modulare la generazione rinnovabile, in particolare nelle condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione. Negli ultimi anni, soprattutto nei mesi primaverili, la combinazione tra domanda contenuta ed elevata produzione rinnovabile, in particolare eolica e fotovoltaica, sta determinando situazioni di overgeneration – vale a dire situazioni di eccesso di generazione rispetto al carico - sempre più significative in termini di frequenza e intensità.

A tal fine, sarà **necessaria la definizione di regole che obblighino anche i nuovi impianti di produzione connessi alle reti BT a dotarsi di sistemi idonei alla modulazione o al distacco per esigenza di sicurezza del sistema.**

Mercato della capacità e MACSE

Le considerazioni richiamate in premessa circa l'aumento della domanda, sia contingente che prospettico, insieme alla riduzione della disponibilità di capacità produttiva legata all'aumento delle temperature dei mari e a fenomeni di siccità sempre più frequenti, pongono di nuovo un tema di adeguatezza del sistema elettrico.

Come già evidenziato nel rapporto di adeguatezza di gennaio 2026, **crediamo che il mercato della capacità sia uno strumento da confermare anche per il futuro.** Pertanto, anche in esito a quanto previsto dal decreto ministeriale di agosto 2026 relativo al mercato della capacità sulle aste 2028, andremo a proporre a brevissimo un calendario delle aste per i prossimi anni.

Mercato della capacità e MACSE sono d'altronde strumenti fondamentali per la costruzione e la guida, assieme al piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, **dell'evoluzione del sistema elettrico del futuro.**

Conclusioni

Per ridurre i prezzi dell'energia elettrica e aumentare la sicurezza ed indipendenza energetica – agli attuali valori dei prezzi del gas e della CO₂ – crediamo che non vi sia altra soluzione se non aumentare la produzione FER, coerentemente con lo scenario PNIEC e l'azione del Governo con le aste FERX e FERZ.

Gli investimenti nella RTN, in coordinamento con lo sviluppo accumuli, sono necessari per integrare le FER, evitando congestioni di rete e taglio delle rinnovabili (laddove inefficiente) e prevenire problemi di esercizio e sicurezza del sistema.

I costi di trasmissione in Italia sono tra i più bassi in Europa con livelli di remunerazione inferiori a quelli dei Peers. Il WACC riconosciuto a Terna è inferiore rispetto agli altri settori regolati e ai TSO Europei che lo hanno aggiornato più di recente (UK e Spagna).

In altri Paesi UE le misure più recenti adottate dal Regolatore sono tutte a sostegno degli investimenti in trasmissione, laddove considerano gli investimenti nelle reti necessari per

non determinare rallentamenti nell'aumento della penetrazione delle rinnovabili, con pregiudizio per i prezzi dell'energia elettrica, la sicurezza e l'autonomia energetica.