



Commissione 10° Industria, commercio, turismo  
Senato della Repubblica

**Affare assegnato n. 397 sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti**

Onorevoli Senatori,  
ringraziamo il Presidente Senatore Gianni Pietro Girotto e tutti gli Onorevoli Senatori della 10<sup>a</sup> Commissione del Senato della Repubblica per l'attenzione che dedicherete al contributo scritto di Axpo Italia Spa in materia di mercato della capacità, nell'ambito dei temi relativi all'affare n. 397.

Gli ambiziosi e condivisibili target fissati all'interno della proposta del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima prevedono, oltre al completo *phase out* dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le fonti rinnovabili (FER) coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Nel quadro del piano per la ripresa dell'Europa, la Commissione Europea ha, inoltre, aggiornato il suo programma di lavoro per il 2020, in risposta alla "crisi economica" causata dal coronavirus, tramite lo strumento di raccolta e distribuzione fondi "NextGenerationEU", accelerando così le iniziative volte a sostenere la ripresa dell'Europa attraverso una duplice transizione: verde e digitale.

Il *Green Deal* Europeo si pone, poi, l'obiettivo generale di raggiungere la neutralità climatica in Europa entro il 2050. In linea con gli obiettivi europei al 2030, l'Italia con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza intende riservare 68,9 miliardi € alla cosiddetta "Rivoluzione verde e transizione tecnologica" dedicando risorse aggiuntive all'importante sfida per la riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti. Quello che è essenziale, e che ad oggi pare mancare al Piano, è l'attenzione allo sviluppo infrastrutturale, necessario alle reti di trasmissione di energia elettrica e all'integrazione del settore elettrico con quello gas: tutti passaggi rilevanti ai fini della transizione stessa.

L'atteso e desiderato incremento di fonti rinnovabili – inevitabilmente intermittenti - nel sistema elettrico italiano richiede, tuttavia, la contestuale presenza di tecnologie in grado di fornire, grazie alla loro programmabilità e flessibilità, servizi necessari al mantenimento della rete a certi livelli di frequenza e tensione, al decongestionamento della rete (si pensi al caso in cui una sempre maggiore mole di impianti a fonti rinnovabili al Sud sarà chiamata a fornire energia in luoghi di consumo tipicamente ubicati a Nord), al bilanciamento della domanda e offerta in tempo reale. Riteniamo che in questo quadro, caratterizzato anche dall'uscita di 7,2 GW di impianti a carbone nei prossimi anni, gli impianti a gas efficienti e esistenti e i sistemi di accumulo giochino un ruolo chiave.

**Axpo Italia SpA - Società a Socio Unico**

Sede legale: Via IV Novembre, 149, 00187 Roma, Italia | T +39 06 454 68 21 | F +39 06 454 682 222 | Sede operativa: Via XII Ottobre, 1, 16121 Genova, Italia | T +39 010 2910 41 | F +39 010 2910 444 | Uffici di Milano: Corso Italia, 3, 20122 Milano, Italia | T +39 02 873 89 700 | F +39 02 873 897 77 | axpo.com  
Cod. Fisc. e Part.IVA: 01141160992, R.E.A. di Roma 987225, Cap. Soc. Euro 3.000.000 i.v.  
Società soggetta a direzione e coordinamento da parte di Axpo Solutions AG, Parkstrasse 23, 5401 Baden, Switzerland

Tale epocale e auspicata trasformazione non è a impatto zero per il sistema elettrico e implica una serie di sfide da affrontare, affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di sicurezza, qualità del servizio e garantendo gli standard di adeguatezza previsti a livello nazionale ed europeo.

In tale contesto è necessaria una visione di insieme che consideri uno sviluppo coordinato dei diversi investimenti sui molteplici comparti della filiera energetica (impianti di produzione, accumuli e infrastrutture di rete) sia nella scelta delle loro localizzazioni che nei tempi, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi al minimo costo, senza ingenerare *stranded cost* che inevitabilmente graverebbero sui clienti finali.

Dal un punto di vista metodologico riteniamo sia fondamentale assicurare ai cittadini e alle imprese un'adeguata rendicontazione e trasparenza sui costi legati a quest'importante trasformazione sistemica: a tal fine sarebbe opportuno che il relativo gettito sia raccolto attraverso la fiscalità generale, come auspicato anche dal Regolatore.

Da un punto di vista di merito, riteniamo che si debba tener presente che nello scenario che va a delinearsi, caratterizzato da un'elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e intermittenti, gli efficienti impianti a gas saranno sempre meno remunerati dal mercato dell'energia (per via dello spiazzamento causato dalle FER) ma saranno sempre più necessari a Terna per sostenere l'effettiva tenuta del sistema, in termini di sicurezza della rete, qualità del servizio e adeguatezza dell'offerta (si pensi alle ore in cui la fonte primaria – come il sole e vento – non è in grado di alimentare gli impianti). In tal senso, il primo periodo emergenziale Covid (marzo-giugno 2020), osservato con riferimento al sistema elettrico, con una significativa contrazione della domanda per effetto del *lockdown* e una rilevante incidenza della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili (che ha garantito buona parte della copertura del fabbisogno), ha rappresentato un'anticipazione emblematica del modello che si potrà configurare con il conseguimento degli obiettivi ambientali prefissati.

La maggiore copertura dei consumi con energia prodotta da fonti rinnovabili, che hanno costi variabili nulli, porta certamente a una riduzione dei prezzi elettrici all'ingrosso (nel cosiddetto "mercato del giorno prima"). Nel contempo, Terna per far fronte alla variabilità di tali fonti, sempre più ha la necessità di ricorrere all'acquisto sul "mercato del dispacciamento" (MSD) dei cosiddetti servizi ancillari, necessari per fornire energia ai consumatori. Mutuando quanto egregiamente illustrato dalla società di consulenza Elemens nell'articolo "*Italia: nel sistema elettrico post Covid più spazio per le rinnovabili*"<sup>1</sup>, riteniamo necessario venga quindi considerato che "*i Mercati del Giorno Prima e dei Servizi di Dispacciamento sono due vasi comunicanti: maggiore è lo spazio che le rinnovabili si guadagnano sul primo, maggiore è per Terna la necessità di ricorrere al secondo. Questa correlazione è stata confermata nel periodo di lockdown: i volumi richiesti dal TSO su MSD sono aumentati del 36%, soprattutto su MSD ex-ante – la sessione di mercato dove Terna ricostruisce i margini di riserva non disponibili dopo le sessioni di MGP – che ha registrato una crescita del 62%.*"

<sup>1</sup> [Rienergia](#) "Italia: nel sistema elettrico post Covid più spazio per le rinnovabili" autori salvatore Alessandro Casa, Emanuele Zanardelli, Andrea Marchisio (Elemens) pubblicato il 9.9.2020  
Axpo Italia SpA - Società a Socio Unico

Come anticipato, ai fini del mantenimento del sistema in sicurezza e adeguatezza (specie in certe ore a bassa produzione di FER) sono necessarie misure per mantenere le centrali a gas esistenti in efficienza. In questo quadro s'introduce il cosiddetto mercato della capacità: una forma di remunerazione di lungo termine volta a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico attraverso il mantenimento in efficienza della capacità esistente e la realizzazione di nuovi impianti, se necessari.

**In merito al mercato della capacità introdotto in Italia con il DM 28 giugno 2019, riteniamo opportuno siano valutate opportune modifiche per renderlo idoneo al raggiungimento degli obiettivi che si prefigge**, senza che introduca distorsioni sul mercato elettrico e iniquità tra i potenziali partecipanti.

**Tra le modifiche necessarie, riteniamo fondamentale includere quelle atte a rendere il meccanismo effettivamente aperto, senza discriminazioni, a tutte le tecnologie.** A tal proposito ricordiamo sia l'attuale modalità di partecipazione della domanda che la presenza di barriere alla partecipazione delle tecnologie oggi non abilitate al mercato del dispacciamento (es. fonti rinnovabili non programmabili).

La prima partecipa con uno schema *ad hoc* (es. non riceve una remunerazione esplicita): a tal fine, riteniamo opportuno che siano riviste alcune regole del mercato della capacità con l'obiettivo di tener conto anche dell'ingresso nel sistema elettrico, voluto in primis dal *Clean Energy Package*, delle nuove tecnologie (es. *demand side*). Quest'ultime hanno, infatti, costi tali da non essere coperti dagli attuali parametri economici fissati dalla disciplina italiana (che si basa sui costi di un impianto di produzione a ciclo aperto alimentato a gas) utilizzata nelle procedure concorsuali tenute nel 2019.

Bisogna, inoltre, considerare che il mercato della capacità italiano pone in capo all'assegnatario dell'asta, a fronte di una remunerazione fissa (€/MW-anno) per la capacità messa a disposizione, l'imposizione di un livello massimo di prezzo (€/MWh) a cui le unità assegnatarie possono offrire energia e servizi ancillari sul mercato elettrico. Tale livello massimo di prezzo, fissato in Italia tenendo a mente i costi di una centrale a ciclo aperto a gas, rappresenta un ostacolo – forse una potenziale barriera all'ingresso - alla partecipazione di nuove risorse (quali appunto a esempio la *demand side*) al mercato elettrico, perché quest'ultime si troverebbero a competere con impianti che sul mercato offrono sempre sotto una certa soglia (e che al contempo ricevono una remunerazione fissa quali assegnatari del *capacity*). **Riteniamo, dunque, che per permettere la partecipazione senza discriminazione di tutte le tecnologie, tale livello di massimo di prezzo debba essere riconsiderato** per evitare distorsioni nel processo di apertura dei mercati elettrici a nuove risorse, apertura di cui vediamo le prime importanti sperimentazioni grazie ai progetti pilota organizzati da Terna su spinta del Regolatore (Del.300/2017).

Peraltro, per come è costruito il mercato della capacità in Italia, alle unità non abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento (fonti rinnovabili non programmabili in primis) sono applicate forme di penalità, che risentono dei prezzi MSD, per il mancato rispetto di obblighi il cui soddisfacimento è inibito dalla più generale regolazione di settore con riferimento alla (ancora limitata) partecipazione a MSD. Riteniamo che tale aspetto abbia scoraggiato la partecipazione delle fonti non programmabili nelle prime due aste di capacità.

Axpo Italia SpA - Società a Socio Unico

Sede legale: Via IV Novembre, 149, 00187 Roma, Italia | T +39 06 454 68 21 | F +39 06 454 682 222 | Sede operativa: Via XII Ottobre, 1, 16121 Genova, Italia | T +39 010 2910 41 | F +39 010 2910 444 | Uffici di Milano: Corso Italia, 3, 20122 Milano, Italia | T +39 02 873 89 700 | F +39 02 873 897 77 | axpo.com

Cod. Fisc. e Part.IVA: 01141160992, R.E.A. di Roma 987225, Cap. Soc. Euro 3.000.000 i.v.

Società soggetta a direzione e coordinamento da parte di Axpo Solutions AG, Parkstrasse 23, 5401 Baden, Switzerland

Oltre che consentire l'effettiva partecipazione delle diverse tecnologie, riteniamo che l'attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva debba essere pensato per **valorizzare il contributo degli impianti a gas esistenti, al fine del loro mantenimento in efficienza**. A tal fine deve essere **ripensato**, sempre nei limiti considerati dalla Commissione Europea, **l'attuale livello massimo di remunerazione fissa** per la disponibilità di capacità, poiché quello stabilito per le aste concluse nel 2019, in combinato disposto con le altre regole che caratterizzano il meccanismo italiano, non è in grado di permettere l'adeguata copertura dei costi sostenuti da tali impianti, che come detto, sono nel medio termine complementari allo sviluppo delle FER, e non possono essere del tutto sostituiti (soprattutto nei primi anni) da altre iniziative maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale (quali ad esempio gli accumuli). Allo stato attuale il parco di produzione esistente, inoltre, non ha adeguata visibilità sul futuro del meccanismo e in esito a ciascuna delle due aste concluse nel 2019 è stata contrattualizzata la capacità per un solo anno (2022 e 2023). Riteniamo che il **meccanismo debba offrire a tutti gli operatori una visione di medio/lungo termine per poter permettere investimenti e manutenzioni volti al mantenimento in efficienza delle centrali già esistenti**, attraverso una contrattualizzazione pluriennale della capacità (es. tre anni) e un'adeguata programmazione delle procedure concorsuali rilevante anche a fronte di impreviste avarie degli impianti contrattualizzati.

Genova, 4 febbraio 2021