

🕒 10 Novembre 2020 / 🏷️ Tags: aste, dispacciamento, mercato elettrico, MGP, MSD, obiettivi 2030, obiettivi 2050, PPA, PUN, storage

Un mercato elettrico da ripensare

Giulio Meneghello

La crescita delle energie rinnovabili ha già reso superata la struttura del mercato elettrico italiano: come ridisegnarla in vista di un futuro decarbonizzato?



Il mercato elettrico italiano già da anni si sta dimostrando **obsoleto** rispetto al cambiamento in atto nel sistema energetico e al ruolo crescente delle rinnovabili non programmabili.

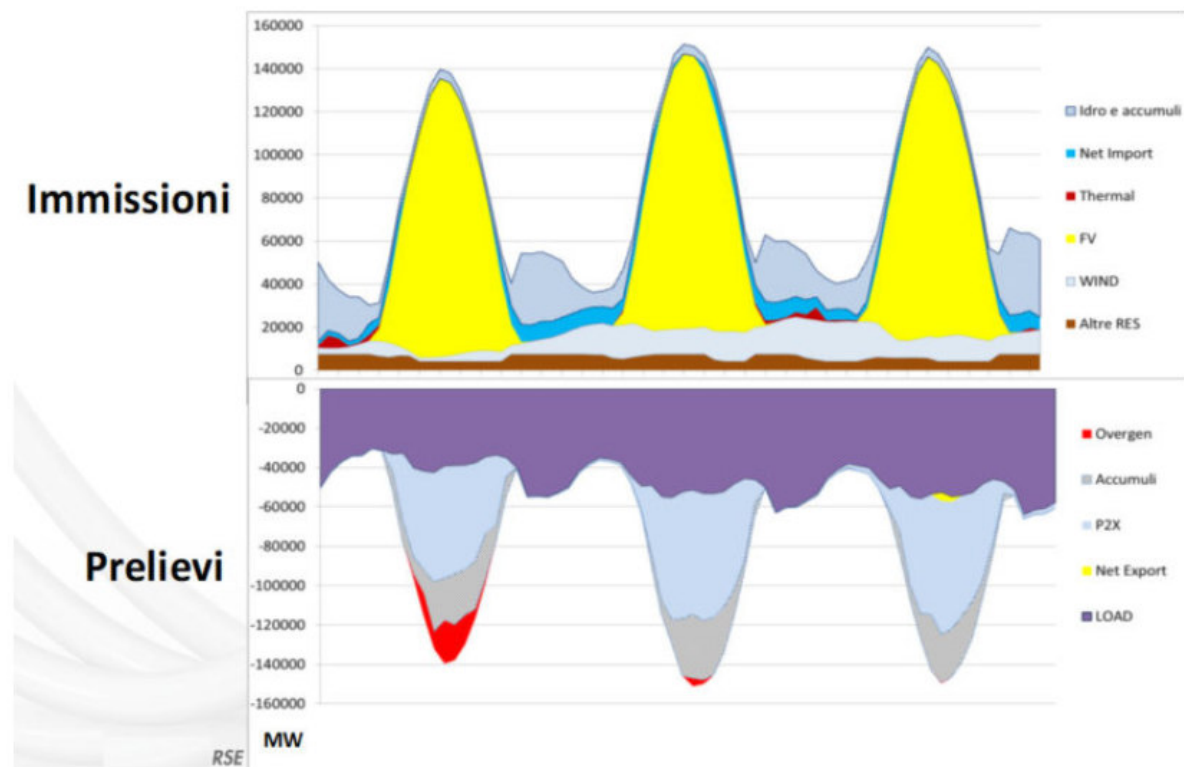
Il recepimento della normativa europea del Clean Energy Package ci dà l'occasione di ridisegnarlo, ma gli aspetti da definire restano molti, come anche le criticità da superare.

Se ne è parlato al **webinar Althesys "Ripensare il mercato elettrico per la transizione energetica. Il market design alla prova della decarbonizzazione"**, tenutosi online venerdì nell'ambito di **Ecomondo - Key Energy** e al quale hanno preso parte Massimo Ricci di Arera, Luca Marchisio di Terna, Michele Benini di Rse, Carlo Zorzoli di Enel Green Power, Fabrizio Tortora di Falck Renewables, Roberto Venafro di Edison, Luca Bragoli di Erg, Agostino Re Rebaudengo di Elettricità Futura, Simone Togni di Anev, Paolo Rocco Viscontini di Italia Solare e Giuseppe Pastorino di Aicep.

La premessa è **la rivoluzione** del sistema elettrico che abbiamo davanti.

Al 2050, secondo gli scenari di Rse presentati da Benini, avremo una massiccia **elettificazione** - 450 TWh di elettricità per gli usi finali e 150-230 TWh da convertire in altri vettori come l'idrogeno (Power to X) - e una presenza preponderante di rinnovabili non programmabili: **200-275 GW di fotovoltaico** e **50 GW di eolico**.

La curva di immissioni e prelievi per alcuni giorni della **primavera del 2050** potrebbe essere questa:



Come si vede, il solare è preponderante nella produzione diurna, il termoelettrico è assolutamente marginale e **accumuli e Power to X saranno centrali** sui prelievi, per mantenere in equilibrio il sistema.

È chiaro che per sostenere un sistema elettrico del genere vanno superate le **criticità** che oggi rendono difficile gli investimenti in rinnovabili non programmabili e in flessibilità, ricordate nella presentazione del ceo di Althesys, il professor Alessandro Marangoni.

“Il timore è che l’attuale disegno del mercato elettrico, figlio delle liberalizzazioni di fine anni ‘90 e pensato per un mercato centralizzato con grandi impianti programmabili, porti al **collasso** del sistema, con prezzi sul **Mercato del Giorno Prima non più in grado di remunerare** le fonti intermittenti, e che il Mercato dei Servizi non sia sufficiente ad assicurare la necessaria capacità flessibile e di backup”, spiega Marangoni.

Per le rinnovabili, le proiezioni di Althesys (condotte con i modelli di forecast **NET** di **Althesys**, e **Università di Pisa**) mostrano infatti **prezzi elettrici “catturati”** da eolico e fotovoltaico incompatibili con i costi prevedibili. Non cambiare la struttura di mercato “sarebbe **un suicidio collettivo**”, sintetizza Carlo Zorzoli di Enel Green Power.

“**Il Pun non è** un segnale di prezzo **adeguato**, né sul tempo né sulla zona”, osserva Benini di Rse esprimendo un concetto condiviso un po’ da tutti i partecipanti al convegno.

Il **superamento** progressivo del Prezzo unico nazionale, d’altra parte, è previsto anche **nel Pniec**, “ma non sarà facile; si pensi ad esempio alla Sicilia che ha prezzi in media di 12 euro superiori a quelli nazionali” (a tal proposito, Paolo Rocco Viscontini di Italia Solare ha proposto di fare di Sicilia e Sardegna “isole-laboratorio”, staccate dal sistema nazionale ma dedicate a “sviluppare il sistema energetico del futuro”).

Una strada “più efficiente” rispetto al Pun osserva Benini di Rse, potrebbe essere quella dei **prezzi nodali**, già usati in altri contesti come gli Usa: una soluzione che però, osserva dal fronte dei produttori **Tortora** di Falck Renewables, “non permetterebbe di programmare gli investimenti”.

Per Ricci di **Arera** il grosso bivio nella transizione è tra **meccanismi di mercato e interventi dirigistici**: “nella Ue stiamo seguendo una via di mezzo; ad esempio con prezzi della CO2 che non sappiamo se saranno sufficienti”, mentre con i PPA pubblici “viene meno il ruolo dei prezzi”.

La preoccupazione di Arera è quella di **inefficienze che ricadano sui consumatori**: “serve più pianificazione”, ha osservato Ricci, denunciando il rischio che, nei prossimi 10 anni, si arrivi “a finanziare gli investimenti più improbabili, e che poi a pagare, a differenza che nel mercato, siano gli utenti”.

Ricci è poi critico sull'**auto-dispacciamento**, “**difficile** da conciliare con le necessità di risorse centralizzate”. Sul **capacity market** osserva invece che “anche la Germania sembra avere capito che non è una cattiva idea perché il meccanismo della riserva strategica è un po’ alla frutta”.

Per Luca Marchisio, responsabile Strategia di Sistema di **Terna**, “il mercato dei servizi deve garantire la **neutralità tecnologica** e fornire segnali di medio-lungo termine”.

Per Marchisio il percorso al 2050 va diviso in due tratte “tra loro compatibili”, fino al 2030 e dopo, concentrandosi per i prossimi 10 anni “solo sulle tecnologie già mature”. L'**idrogeno** come sistema di accumulo “va considerato **solo dopo il 2030**”, per il dirigente Terna, mentre per quel che riguarda la **gestione della domanda** “è difficile nell'immediato pensare a un meccanismo di mercato, meglio ragionare sulle tariffe”.

A cambiare dovrà essere anche il **rapporto tra Tso e Dso**: “anche i gestori delle reti di distribuzione potranno usare risorse di flessibilità, per far fronte ad esempio ad esplosioni dei carichi”, prevede Marchisio.

In uno scenario del genere sembra pertinente il timore di Paolo Rocco Visconti in tema di **unbundling**, sollevato dal presidente di Italia Solare assieme alle sue perplessità sul **ruolo dello Stato** in “aziende proprietarie delle reti e attive anche sul mercato”.

Per Simone Togni di Anev, “in un mix elettrico dominato dalle rinnovabili, gli oneri non potranno ancora andare in bolletta, ma le tariffe dovrebbero **incorporare** anche **le esternalità** delle diverse fonti”.

Togni, oltre a ricordare la “tassa” per lui ingiusta imposta all'eolico sugli **sbilanciamenti**, propone forme di incentivo diverse: per l'**eolico in mare** “avrebbe senso pensare a sostegni **sul capitale** invece che sulla produzione, sul modello del **tax credit** Usa”.

Più ottimisti rispetto a Terna sul fonte delle tecnologie sono i produttori e le loro associazioni: “lo **storage** sta seguendo la **stessa curva**, al tempo sottovalutata, **del fotovoltaico**. In Cina una sola azienda ha realizzato 20 GWh di accumulo in 9 mesi, mentre il nostro Pniec ne prevede appena 7-8 al 2030”, osserva Paolo Rocco Visconti. Ma c'è anche chi, come Venafro di Edison, conta ancora molto **sul gas**.

Dall'intervento di **Enel Green Power** e degli altri produttori, sembra chiaro che la strategia dei generatori dovrà essere quella di **diversificare gli asset**, muovendosi sui diversi mercati e facendo lavorare assieme più tecnologie: già oggi, negli Usa dove questo è possibile, EGP ha **parchi ibridi** dove convivono solare, eolico e storage, ha spiegato Zorzoli.

Non c'è poi solo la struttura del mercato a frenare la transizione, in quasi tutti gli interventi, a partire dall'introduzione di Althesys, torna **il nodo del permitting**, che sta rischiando di rendere irraggiungibili in nostri obiettivi sull'energia pulita.

“Una durata media di 5,5 anni per una procedura autorizzativa vuol dire che installiamo **tecnologie già vecchie**, danneggiando il Paese”, osserva Bragoli di Erg. Mentre Tortora di Falck Renewable parla di “**10 GW di progetti parcheggiati** in attesa delle autorizzazioni”. Collegato è il tema delle **aste**: “serve una **programmazione più lunga**, almeno fino al 2030”, osserva Bragoli.