

## **Mercato elettrico italiano e transizione energetica**

*Authors<sup>1</sup>: Virginia Canazza (Università di Pavia e REF-E\*\*), Giorgio Perico (REF-E), Pia Saraceno (Università Cattolica e REF-E)*

### ***Abstract***

*The Italian electricity market was born in the early 2000s, with the liberalization of the electricity market in the context of the creation of the internal energy market in Europe. The rules for the transition from monopoly to competition and the creation of new institutions in charge of managing the various stages of the supply chain were not the result of neutral choices: price formation mechanisms, free market offers, demand and offer participation criteria were based on the technologies prevailing in the 20th century.*

*After the European directives of 1996 and the subsequent provisions, new priorities have emerged on the European agenda. Several adaptations of the original model followed one another, but it remained substantially faithful to its initial approach. In order to face the challenges posed by the new energy transition from fossil fuels to renewables, a radical review of the original approach is needed.*

*Focusing on the current Italian situation, despite the several proposed reforms, the need for a progressive and timely adaptation that supports technological evolution and promotes the development of RES-E emerges. The transformations of greatest impact on the long-term energy markets are the launch of the Capacity Market expected in the coming years and the development of Power Purchase Agreements for renewable productions plants.*

*Already today, we see that the signals expressed by the market are not, and probably will not be, sufficient to drive the increase in renewable production from the current 34% to the PNIEC target of 55% by 2030 nor to ensure the adequacy and safety of the electric system.*

*However, the subjects most involved in this transition remain the operators, whose investments depend heavily on the signals that the market is able to offer. Elements of risk are present in any solution, but this should not represent a barrier to new and timely reforms of the electricity market.*

**Keywords:** Deregulation, Electricity, Market Design, Regulation, Renewable,

**JEL Classification :** L51, L94

---

<sup>1</sup>Staff Support: Elena Ferri (REF-E)

\*\* [www.ref-e.com](http://www.ref-e.com)

## 1. Il punto di partenza

La liberalizzazione del mercato elettrico è stata avviata nell'Unione Europea dalla metà degli anni novanta in poi con l'obiettivo di creare il mercato Unico dell'Energia in cui il consumatore finale potesse ottenere l'energia elettrica in modo affidabile e al minimo prezzo, esprimendo le proprie preferenze e scegliendo il proprio fornitore su un mercato concorrenziale. Il passaggio dal monopolio alla concorrenza, data la specificità dell'offerta e la variabilità della domanda, ha visto la separazione delle diverse fasi della filiera fisica e commerciale e la definizione delle regole e delle responsabilità degli attori nella sequenza di mercati, da quello del giorno prima a quelli più prossimi al tempo reale. L'obiettivo della sicurezza delle forniture nell'interazione tra fasi aperte alla concorrenza (della produzione e della vendita) e fasi in monopolio (gestione delle reti di trasporto in alta e bassa tensione) doveva essere perseguito insieme al raggiungimento di un prezzo concorrenziale. Le regole di funzionamento sui mercati dove s'incontrano domanda ed offerta e si forma il prezzo all'ingrosso si sono ispirate ad un modello di riferimento unico, seppure declinazioni in parte diverse sono state scelte nei Paesi europei.

I mercati elettrici hanno modalità di funzionamento che non possono essere considerate "naturali", ovvero comparabili a quelle di altri mercati. Caratteristiche specifiche quali l'accentuata variabilità infragiornaliera e stagionale della domanda, la presenza di molteplici tecnologie di produzione con struttura dei costi fissi e variabili molto differenziata, la necessità del bilanciamento in tempo reale della rete, rendono i mercati potenzialmente soggetti ad abuso di posizione dominante ed hanno richiesto una dose importante di regolazione *ex ante*.

Il modello ispiratore dei mercati europei non è basato però su presupposti oggettivi e tecnologicamente neutrali, perché il punto di partenza per la definizione delle regole del loro funzionamento sono stati la struttura dei costi fissi e variabili e le caratteristiche operative di opzioni tecnologiche predefinite, prevalenti nella fase storica in cui la liberalizzazione è divenuta un obiettivo.

Partendo dalla conoscenza delle tecnologie prevalenti nel 20esimo secolo si riteneva che gli impianti convenzionali alimentati da fonti fossili creassero il presupposto, data la diversa struttura dei costi fissi e variabili delle varie tecnologie termoelettriche, per l'approccio dell'ordine di merito economico nella successione degli impianti che soddisfano al minor costo la domanda variabile nel corso della giornata. L'approccio scelto promuove teoricamente l'efficienza operativa delle tecnologie di riferimento: in ogni ora il punto d'incontro tra domanda ed offerta sarebbe ottenuto con la produzione degli impianti con i costi marginali più bassi. Se la struttura dell'offerta è sufficientemente diversificata tra diversi operatori, il prezzo richiesto dall'impianto marginale che risponde al profilo della domanda rappresenterebbe l'incentivo per l'ingresso delle tecnologie più efficienti ed un margine sufficiente nelle ore di alto carico per la copertura dei costi fissi delle tecnologie di base.

Dalla fine degli anni ottanta, con l'avvio della liberalizzazione dei paesi anglosassoni, si è sviluppata un'ampia letteratura empirica volta ad analizzare l'efficacia dei modelli applicati con diverse specificazioni. Gli aspetti più studiati ed oggetto di analisi empirica hanno riguardato l'efficacia nel contrastare l'abuso di potere di mercato dell'*incumbent*, la regolazione dei mercati in tempo reale per la sicurezza del sistema elettrico nel breve termine e la capacità di fornire adeguati segnali agli investitori nei tempi necessari all'offerta per coprire la domanda in qualsiasi condizione.

L'effettiva capacità di un meccanismo *System Marginal Price (SMP)* di breve periodo di consentire il recupero dei costi del capitale o di incentivare le opportune tecnologie di produzione nel lungo termine, è stata sin dall'inizio un argomento controverso. Il mercato *energy only* (dove il produttore riceve la remunerazione della propria attività nel mercato della sola energia) presuppone infatti una

forte variabilità dei prezzi e la possibilità di avere picchi elevati nei momenti di scarsità, ma anche una neutralità sulle scelte tecnologiche dell'offerta. Ampia la letteratura e la varietà delle opzioni studiate in merito. Alcuni Paesi hanno affiancato sin da subito un mercato della capacità a quello dell'energia per ottenere l'obiettivo di adeguatezza del sistema. Pur non gradito alla Commissione Europea, il mercato della capacità è stato introdotto e/o previsto, previa autorizzazione europea, con modalità ed obiettivi molto differenziati in alcuni Stati membri.

Con il passare del tempo però il tema dell'adeguatezza del sistema ha assunto una nuova prospettiva ed una maggiore complessità: gli impegni presi a livello condiviso per una transizione energetica che sostituisca le fonti tradizionali fossili con fonti rinnovabili a costo marginale nullo, aggiunge nuovi dubbi alla validità del meccanismo del *SMP* e pone problemi all'operatore di rete per la garanzia della sicurezza e dell'adeguatezza.

Le Direttive Europee si sono susseguite affinando il *framework* verso cui i Paesi hanno dovuto convergere durante la transizione dal monopolio alla libera concorrenza, fino alla definizione nel 2009 di un *set* di regole, il cosiddetto *Target Model* per il mercato unico europeo dell'energia elettrica. Tra l'adozione delle prime direttive del 1996 e le ultime del 2018 le priorità dell'Unione Europea sono profondamente cambiate. All'originario obiettivo di promuovere la concorrenza nel mercato interno dell'energia si sono affiancati obiettivi di sostenibilità e sicurezza secondo un ordine gerarchico incerto. La confluenza dei diversi obiettivi parzialmente tra loro in contrasto ne ha aggiunti poi almeno altri due: la salvaguardia della competitività dell'industria europea e la sopportabilità per il consumatore dei costi della transizione energetica dalle fonti fossili alle rinnovabili. Già il "Pacchetto Clima ed Energia" del 2009, fissando obiettivi vincolanti in termini di rinnovabili e di riduzione della domanda di energia in assoluto, aveva peraltro messo in crisi il *Target Model*, il cui disegno si focalizza sul raggiungimento delle condizioni di equilibrio ed efficienza del mercato nel breve periodo, ma tende a trascurare le problematiche di lungo periodo. Le linee guida europee e gli obiettivi intermedi al 2030, in vista del raggiungimento degli obiettivi di Parigi di decarbonizzazione delle economie europee al 2050, imprimono con maggiore urgenza una riflessione sulla coerenza tra il disegno di mercato ribadito anche nei nuovi regolamenti ed i nuovi obiettivi prioritari.

In Italia i provvedimenti di legge e gli strumenti di regolazione e controllo predisposti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (*ARERA*), hanno optato all'inizio per un mercato *energy only*, basato sul meccanismo di formazione di prezzo orario con la regola del *SMP*, in cui il sistema dei prezzi segnala la scarsità e dunque teoricamente sarebbe in grado di attirare nuovi investimenti. L'Italia ha previsto però, sin dal 2011, l'introduzione di un mercato della capacità, rinviandone ripetutamente l'introduzione e continuando a modificarne la struttura, i meccanismi, le regole e gli obiettivi. Anche la versione più recente, tuttavia, non appare coerente con gli obiettivi ambientali fissati dalla strategia energetica nazionale attraverso il nuovo Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (*PNIEC*) di fine 2018.

Di seguito, proveremo ad illustrare, riferendoci al caso Italiano, quale evoluzione del modello di mercato è in atto per favorire l'integrazione e lo sviluppo delle rinnovabili, alla luce dei disallineamenti che emergono dai *trend* più recenti tra regole del mercato, impatto probabile dell'evoluzione delle rinnovabili e nuovi investimenti. In particolare, proveremo a ragionare attorno alla direzione che dovrebbero prendere le linee di riforma in Italia alla luce degli obiettivi definiti dal *PNIEC* e i rischi e le opportunità per le nuove tecnologie tra cui il *Demand Side Response (DSR)* e lo *storage*.

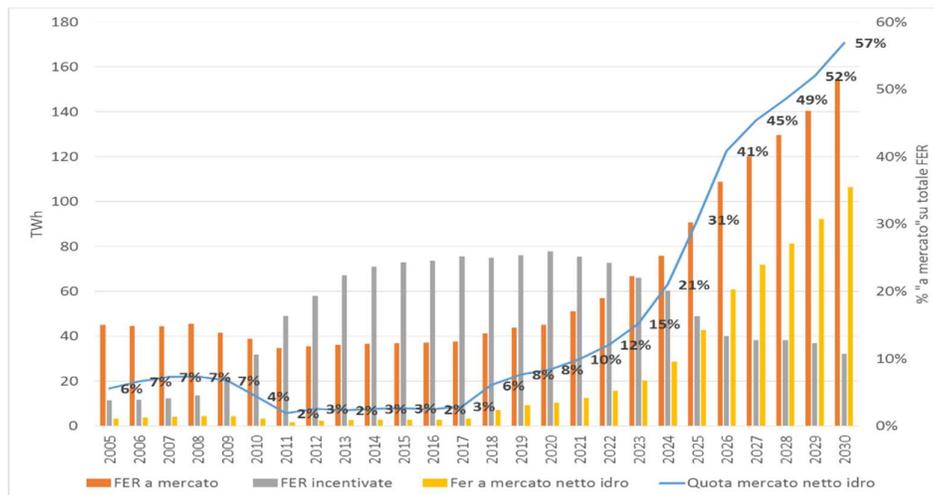
## 2. Lo sviluppo delle rinnovabili e l'impatto osservato sul mercato

Lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) è un obiettivo centrale della politica energetica europea<sup>2</sup>. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili rappresenta ad oggi l'opzione più matura di decarbonizzazione dei sistemi energetici e quindi quella su cui sarà possibile raggiungere prima l'obiettivo di uno sviluppo massivo senza dover ricorrere a meccanismi di incentivazione.

Le linee guida per gli aiuti di Stato<sup>3</sup>, infatti, richiedono agli Stati membri un progressivo impegno a sviluppare le rinnovabili al di fuori dei sistemi di incentivo, pur garantendo alcune deroghe ai meccanismi di sostegno di carattere transitorio (tra cui i sistemi ad asta), che devono comunque essere sottoposti per approvazione alla Commissione. Dunque, in prospettiva, le nuove rinnovabili in ingresso dovranno trovare a breve fonti di remunerazione nel mercato liberalizzato dell'energia.

In Italia le rinnovabili coprono ad oggi circa il 34 % del fabbisogno, con una notevole variabilità legata ai fattori climatici. In particolare, nel *mix* attuale, l'idroelettrico rappresenta circa il 40% del totale della produzione rinnovabile e l'escursione dell'idraulicità può raggiungere i 25 TWh all'anno (pari a circa l'8% del fabbisogno); il 46% delle rinnovabili inoltre è rappresentato da energia prodotta da impianti di piccola taglia connessi alla rete di distribuzione, influenzando sulla quota del fabbisogno soddisfatta dal mercato. Infine, il 63% circa delle rinnovabili ad oggi (2019) ha un ritorno garantito dagli incentivi (Figura 1).

Figura 1: Quote incentivate ed a mercato di rinnovabili



Fonte: Elaborazioni REF-E su dati PNIEC, SEN2017, GSE

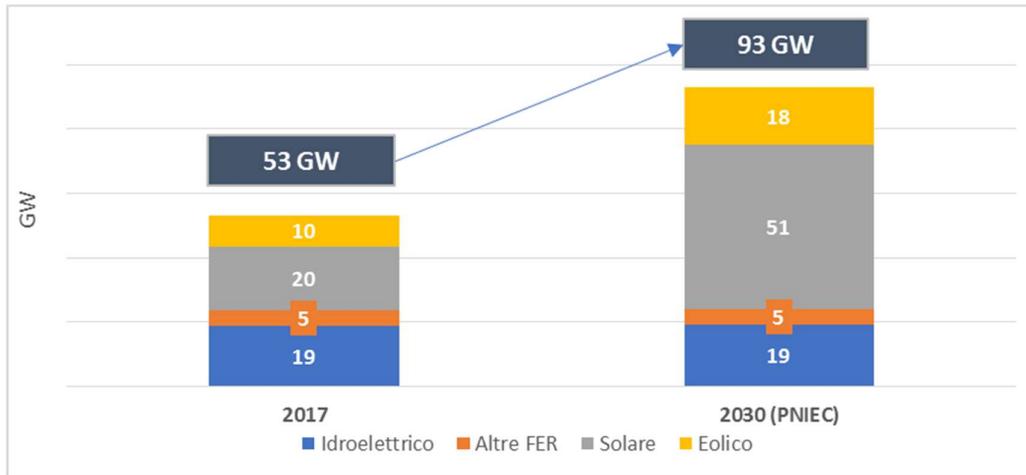
Nel 2030 il PNIEC presentato a Bruxelles prefigura una incidenza delle rinnovabili nel settore elettrico al 55.4 %, con l'esaurirsi degli incentivi il cui picco è stimabile al 2020. La maggior parte

<sup>2</sup> Obiettivo che si è concretizzato nell'introduzione di *target* percentuali di penetrazione delle FER, diversamente declinati dagli Stati Nazionali nei settori energetici, come chiesto dal *Clean Energy Package* e dalla Direttiva Rinnovabili (Direttiva 2018/2001/UE).

<sup>3</sup> "Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020", attualmente in fase di revisione per il periodo 2021-2030.

della nuova capacità rinnovabile dovrà trovare la propria fonte di remunerazione nel mercato il che, in termini assoluti, significa arrivare ad una quota di produzione di 187 TWh di *Renewables Energy Sources (RES-E)* al 2030, rispetto ai circa 110 TWh del 2018. Il maggior contributo è dato dal settore del fotovoltaico e dall'eolico, quindi dalle tecnologie più mature che, secondo gli scenari del *PNIEC* forniscono oltre il 95 % della nuova produzione rinnovabile: si tratta quindi di + 71 TWh rispetto al 2018, con una quota di capacità solare che triplica ed eolica che raddoppia (Figura 2) al 2030 rispetto al 2017.

Figura 2: Evoluzione del parco rinnovabile secondo il PNIEC italiano



Fonte: Elaborazioni REF-E su dati PNIEC

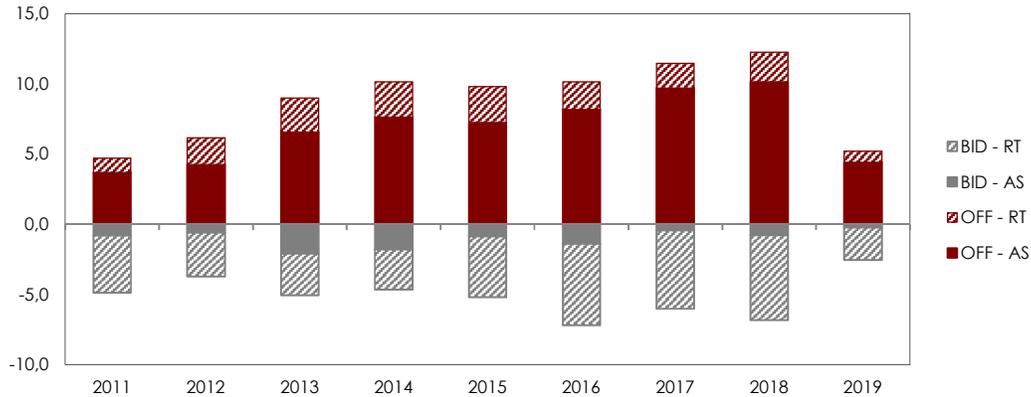
Osservando lo spaccato delle nuove *RES-E* entranti al 2030, si arriva ad avere circa 100 TWh di impianti a mercato al netto della quota di idroelettrico (di cui circa il 30 % sono rifacimenti di siti esistenti): la parte incentivata di impianti esistenti va a decrescere a partire dal 2020 mentre i nuovi entranti, per raggiungere l'obiettivo, devono essere sviluppati tendenzialmente in cosiddetta *market parity*, in assenza cioè di incentivi.

Ma quali sono gli effetti possibili sul mercato, come oggi disegnato, di uno sviluppo così marcato della produzione rinnovabile che dobbiamo attenderci sulla base di quello che sta succedendo sul mercato dell'energia italiano? L'impatto che hanno avuto le rinnovabili è valutabile su più fronti, su due in particolare concentreremo l'attenzione: come la maggiore aleatorietà ha modificato i parametri ed il costo della sicurezza e come è cambiata la curva di offerta ed il profilo dei prezzi, dunque quali segnali sono giunti agli investitori.

Per sicurezza, in particolare, si fa riferimento alle risorse che devono essere disponibili per bilanciare nel tempo reale la domanda: si tratta di risorse di regolazione efficienti e veloci dotate di dispositivi di controllo automatici, con velocità di reazione a possibili *contingency* e performance di flessibilità diverse a seconda delle caratteristiche tecniche specifiche delle varie tecnologie. Queste risorse servono per bilanciare i carichi in tempo reale, per rispettare i parametri di sicurezza sulla rete in termini di livelli di tensione e bande di frequenza e per risolvere, preventivamente o in tempo reale, le congestioni che si verificano sulla rete che possono dare luogo poi a disservizi ed interruzioni delle alimentazioni.

La aleatorietà delle rinnovabili aumenta la necessità di risorse di flessibilità tanto più quanto maggiore è la quota di penetrazione di rinnovabili non programmabili nel mix produttivo. La maggior parte delle risorse per la sicurezza viene oggi approvvigionata da Terna, il *Transmission System Operator (TSO)* italiano, sul mercato dei servizi del dispacciamento (*MSD*). I volumi, e di conseguenza i costi, del dispacciamento in sicurezza del sistema italiano sono in salita nel corso del tempo (Figura 3).

Figura 3: Volumi scambiati su MSD (TWh)

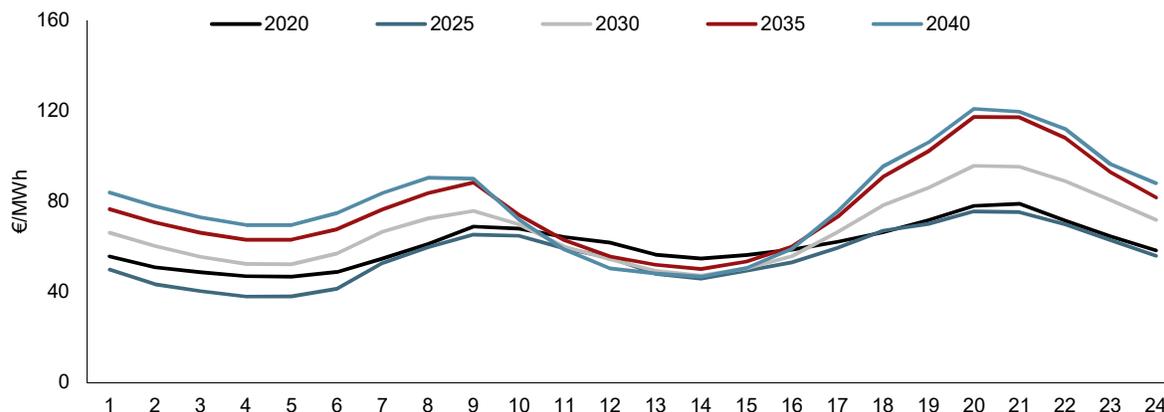


Dati raccolti fino a Maggio 2019  
Fonte: Elaborazioni REF-E su dati GME

Quanto ai segnali di prezzo, il mercato è diventato estremamente sensibile ai movimenti di domanda e offerta nel breve periodo. Fino ad oggi, tendenzialmente, la tecnologia marginale nella prevalenza delle ore è il ciclo combinato: il *CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)* rivela nel *System Marginal Price* il suo costo variabile, scaricando nel prezzo la componente variabile legata ai costi di combustibile, e della relativa logistica, e del prezzo del carbonio (*Emission Trading System, ETS*). Il livello medio mensile trimestrale e annuale dei prezzi ha rispecchiato quindi il *trend* del prezzo del gas e dell'*ETS*.

Tuttavia, nel breve termine, la variabilità del prezzo aumenta notevolmente a causa di dinamiche che si esplicano sia a livello zonale che a livello orario (*shape* di prezzo, Figura 4): nelle diverse zone e ore della giornata i prezzi possono salire al di sopra del costo variabile del *CCGT* o scendere molto al di sotto di tale livello, in modo diverso nelle differenti zone di mercato a seconda della quota di rinnovabili localmente presenti. In particolare, nelle ore serali quando la domanda è ancora alta e la produzione del solare si riduce, sono gli impianti convenzionali a definire il prezzo, mentre i prezzi diventano decrescenti nelle ore centrali della giornata quando la produzione solare è al suo massimo e la domanda residua per le fonti termoelettriche è al minimo. Contrariamente a quanto la teoria assumeva basandosi sulle tecnologie convenzionali, a causa della penetrazione della produzione solare i prezzi diventano decrescenti proprio nelle ore di alta domanda. Effetti di bordo si hanno anche nelle ore del mattino, mentre nelle ore serali si assiste a picchi di prezzo connessi ad un tentativo di recupero di marginalità da parte dei termoelettrici, che però dipende dalla *pivotalità* degli operatori, dal livello di domanda e di fonti rinnovabili e dalla capacità di scambio fra le zone.

Figura 4: Potenziale effetto delle rinnovabili sul profilo orario di prezzo (PUN)



Fonte: Previsioni REF-E (elaborazioni condotte sulla base dell'update di scenario di marzo 2019)

Se la penetrazione delle rinnovabili, che hanno costi variabili nulli, fa sì che i prezzi tendano a zero (il limite inferiore attualmente in essere nel mercato italiano) proprio nelle ore in cui si ha la massima possibilità di produzione di energia *green*, il settore diventa poco attrattivo per nuovi entranti perché scompare il segnale stesso che consente la remunerazione a mercato dell'investimento.

Esistono vari modi per monitorare il livello di adeguatezza, intesa come capacità del sistema elettrico di coprire la domanda: uno di questi è staticamente il margine di riserva alla punta (o *reliability margin*) ovvero la differenza tra la quota di capacità installata considerata affidabile complessivamente disponibile ed il picco di domanda. Considerando l'evoluzione del margine di riserva emerge che, dopo l'*oversupply* che si è verificata negli anni 2014 e 2015 al culmine della recessione economica e nel momento storico di minimi prezzi del gas e dell'ETS, una serie di impianti vetusti sono stati dismessi con conseguente ridimensionamento del parco produttivo disponibile in Italia. Ciò porta oggi ad avere, soprattutto in condizioni di bassa disponibilità di *import* o quando la rete interna subisce limitazioni, possibili situazioni critiche da un punto di vista dell'adeguatezza del sistema.

Concludendo, il dilemma emergente nella transizione del mix energetico verso una più alta intensità di fonti rinnovabili rimane la tenuta del meccanismo del *SMP* e di un mercato *energy only* per dare corretti segnali agli investimenti in nuova capacità produttiva e mantenere l'adeguatezza del sistema. Anche la presenza di un prezzo *floor* per la CO<sub>2</sub> può considerarsi come strumento che consente di mantenere prezzi di mercato in grado di coprire i costi fissi degli impianti rinnovabili, ma solo se rimane prevalentemente marginale una tecnologia che scarica sul prezzo l'ETS, quindi una tecnologia termoelettrica. La sostituzione progressiva del termoelettrico con le *RES-E* potrebbe annientare anche gli effetti di questo tipo di meccanismo.

Si prospetta dunque una nuova transizione energetica dopo quella che abbiamo perseguito all'indomani della liberalizzazione. A differenza di allora si ha maggiore consapevolezza che la realtà presenta problematiche non sempre catturabili dai modelli teorici, che le regole possono anzi innescare comportamenti che sono in contrasto con le soluzioni proposte dai modelli, che l'evoluzione tecnologica ha un impatto rilevante sul funzionamento del modello prescelto.

All'interno della transizione energetica si sovrappongono infatti una moltitudine di fattori che introducono rischi ed opportunità sui mercati per gli operatori e per gli investitori, rispetto ai quali sono valutabili costi e benefici. Il potenziale di sviluppo tecnologico (per gli impianti di produzione e per le tecnologie per la flessibilità come *storage*, *demand side response* e *smartgrid*), le trasformazioni del mercato di dispacciamento in tempo reale, la crescita della quota dell'energia distribuita ed il nuovo ruolo delle reti di distribuzione, le nuove forme contrattuali necessarie per favorire l'ingresso delle rinnovabili in assenza di incentivi, sono solo alcuni dei fattori che interagiscono tra di loro rendendo sempre più complesso il quadro della transizione energetica.

### 3. Possibili evoluzioni dell'integrazione delle rinnovabili nei mercati elettrici

Sul mercato all'ingrosso, la penetrazione delle *FER* nel medio-lungo periodo tende a ridurre il livello di prezzo aumentandone contemporaneamente la variabilità oraria, stagionale e zonale. Di conseguenza diventa più difficile il raggiungimento ed il mantenimento di condizioni di *market parity* che attualmente sembrano in via di consolidamento; conseguentemente, possono emergere problematiche di *missing money* e *missing market* che potrebbero suggerire di mantenere schemi di supporto per garantire lo sviluppo delle rinnovabili stesse coerentemente agli obiettivi di *policy* e di avere un *Capacity Remuneration Mechanism (CRM)* che assicuri l'adeguatezza, vanificando le funzioni del mercato.

Nel breve periodo, invece, la penetrazione delle rinnovabili non programmabili riduce le risorse flessibili a valle dei mercati dell'energia incrementando i requisiti per il bilanciamento del sistema ed i costi della sicurezza. A questo proposito, risulta necessario introdurre meccanismi di progressiva responsabilizzazione delle *RES-E* nei confronti degli sbilanciamenti di sistema: se la responsabilizzazione è assente i costi sono socializzati abbattendosi sul consumatore finale, se è presente si riduce invece il ritorno dell'investimento, allontanando potenzialmente la *market parity*.

Emergono poi possibili disallineamenti tra l'attuale disegno di mercato e la costruzione del mercato europeo dell'energia con l'applicazione del *market coupling*. Nel lungo periodo l'integrazione delle rinnovabili porta a discutere la possibilità di armonizzazione dell'implementazione di schemi nazionali di *CRM*. Tuttavia, una definizione di livelli di adeguatezza eterogenea a livello nazionale può condurre a distorsioni competitive: un mercato eccessivamente coperto dal punto di vista dell'adeguatezza può divenire più competitivo rispetto ad un sistema più conservativo, portando i consumatori a sostenere l'*export* verso i Paesi che hanno costi più elevati, o viceversa. In generale, è ragionevole pensare alla necessità di criteri *standard* che guidino i singoli Paesi a definire gradi di adeguatezza armonizzati a livello europeo, ma, ad oggi, questo non sembra ancora possibile a livello giuridico essendo la garanzia della copertura della domanda dei consumatori finali una responsabilità dei governi nazionali.

Nel breve termine emergono invece nuove dinamiche dei flussi energetici che possono generare esternalità negative sui Paesi interconnessi. È noto il caso dei *loop flows* che riguarda, ad esempio, la Germania: l'elevata produzione di energia verde nel Nord del Paese e la contestuale limitata capacità di interconnessione con le zone più a sud comportano un riversamento dei flussi fisici di elettricità nei Paesi limitrofi dell'est Europa, in particolare in Polonia, destando in questi ultimi maggiori livelli di *stress* della rete interna, incrementando gli oneri per i consumatori ed estendendo le dinamiche di *missing money* da un Paese all'altro.

Anche il mercato *retail* non è esente da problematiche. Nel lungo periodo, la crescita degli oneri in bolletta legati allo sviluppo delle reti ed alla gestione del dispacciamento disincentivano il consumo

di elettricità prelevata dalla rete, stimolando l'autoconsumo e lo sviluppo della figura del *prosumer*. D'altro canto, nel breve periodo, si osserva invece un'asimmetria tra la bassa granularità temporale del prezzo *retail*, definito in genere per fasce orarie, e la volatilità crescente del prezzo orario *wholesale*, causando una scarsa risposta in flessibilità della domanda a quelli che sono i segnali che il mercato stesso potrebbe essere già in grado di fornire.

Un possibile disallineamento riguarda anche l'integrazione delle fonti rinnovabili con il sistema *ETS*. Lo sviluppo delle *RES-E* è favorito in un primo momento dai prezzi delle quote di emissione. Nel lungo termine, tuttavia, il progressivo sviluppo delle rinnovabili riduce la domanda di permessi *ETS*, che ad oggi rappresenta circa il 60 % della domanda complessiva, disincentivando decisioni operative e di investimento che promuovano basse emissioni di CO<sub>2</sub>.

Infine, per quanto riguarda i possibili disallineamenti tra l'integrazione delle fonti rinnovabili e la regolazione delle reti, nel lungo periodo gli oneri di connessione (che oggi sono agevolati per le rinnovabili, specialmente sulla distribuzione) possono indebolire i segnali locazionali e, ancora una volta, un incremento degli oneri di rete sostenuti dai consumatori. Nel breve termine, le nuove dinamiche dei flussi energetici incrementano gli oneri gestionali delle reti e confondono sempre di più i confini tra la trasmissione e la distribuzione: in questo senso, i confini delle *bidding zones* possono richiedere una progressiva ridefinizione a seconda di quello che è lo sviluppo della nuova capacità di generazione rinnovabile e l'evoluzione nel tempo delle sezioni critiche su cui si verificano le congestioni.

#### 4. Il dibattito sulle riforme

Nel dibattito a livello europeo, relativamente alle suddette problematiche, emergono proposte eterogenee che possono essere raggruppate in classi di approcci diversi<sup>4</sup>.

Gli approcci "assolutisti" riguardano quelle soluzioni che puntano su pianificazione e controllo dei sistemi in modo centralizzato e mirano ad uno sviluppo di fonti rinnovabili guidato da pure logiche di mercato, senza ulteriori strumenti di incentivazione. Rimane comunque in discussione, ad oggi, la loro capacità di garantire gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalle *policy*, garantendo al contempo sicurezza, piena flessibilità dei mercati e concorrenzialità.

Esistono inoltre approcci focalizzati sul mercato *wholesale* che mirano a complementare quello che è l'attuale disegno di mercato, il *Target Model*, con l'implementazione di aste per i *Power Purchase Agreement (PPA)* e *CRM*. Questo approccio, tuttavia, non affronta il tema della possibile propensione della domanda verso l'approvvigionamento *green*: l'eterogeneità delle classi di consumatori, infatti, può tradursi in preferenze differenti nei confronti di aste centralizzate per i *PPA* e la presenza di contratti di lungo periodo potrebbe ridurre la significatività del mercato di breve, innescando distorsioni nelle dinamiche competitive del mercato stesso.

Vi sono anche proposte focalizzate sul *retail market*: esse promuovono una visione in cui i consumatori, direttamente o con aggregatori, partecipano attivamente ai mercati con decisioni operative e di investimento basate su contratti *long term* per promuovere servizi di flessibilità lato domanda. In questo caso, è quindi essenziale il ruolo delle reti di trasmissione e distribuzione ed il coordinamento tra *TSO* e *Distribution System Operator (DSO)*.

---

<sup>4</sup> Keay, M. and Robinson, D. (2017). "The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach".

Si annotano infine alcune soluzioni intermedie, come l'introduzione di componenti di remunerazione esplicita della capacità nei prezzi all'ingrosso ed al dettaglio. La presenza del *CRM*, infatti, fa sì che le strategie degli operatori si modifichino verso la minimizzazione dei costi di capitale piuttosto che sull'ottimizzazione dei costi operativi.

Ma in quale direzione sta avanzando la riforma del modello di mercato in Italia?

Al momento sembra d'indenticare un approccio ibrido che proponga gradualità ed un progressivo adattamento dell'attuale modello, che tenga conto delle specificità dei mercati nazionali e che dovrebbe innanzitutto risolvere i disallineamenti già evidenti, assecondando l'evoluzione tecnologica per sfruttare appieno le potenzialità delle nuove tecnologie, promuovendo con flessibilità e tempestività un'ulteriore integrazione delle fonti rinnovabili. Sono in atto riforme dei mercati dell'energia e dei mercati di dispacciamento per la piena attuazione del *Target Model* europeo, che promuovono la neutralità tecnologica nella fornitura dei servizi ancillari al sistema e la responsabilizzazione delle rinnovabili al bilanciamento. Tali riforme impatteranno sugli equilibri competitivi cambiando le modalità di partecipazione delle rinnovabili ai mercati nel tempo reale.

Tuttavia il *Target Model* europeo non affronta le problematiche più di lungo periodo. Sui mercati nel lungo termine sono due le trasformazioni di maggiore impatto sulle quali ci soffermiamo: nell'immediato la partenza del mercato della capacità, in prospettiva lo sviluppo dei *PPA* per gli impianti rinnovabili per la quale è prevista, con il nuovo Decreto 2019 sulle *FER*<sup>5</sup>, la costituzione di una piattaforma prezzo da parte del Gestore dei Mercati Energetici (*GME*).

## 5. Capacity Market

L'idea del meccanismo di remunerazione della capacità ha iniziato a svilupparsi in Europa e in particolare in Italia quando ci si è resi conto che i mercati *energy only*, così come disegnati, non permettevano segnali di investimento adeguati. In particolare dal 2010 e negli anni seguenti è emersa in modo molto rilevante la questione del *missing money*: asset su cui si era investito negli anni precedenti non ritrovavano più sul mercato una remunerazione in grado di ripagare i costi operativi e gli investimenti effettuati. Questo è stato il prodotto di due principali concause: motivi di natura economica derivanti dalla crisi economica globale del 2008 che coinvolse anche il mercato elettrico (portando la forte riduzione della domanda a confrontarsi con il *boom* di investimenti lato offerta termoelettrica avvenuti negli anni immediatamente precedenti), e motivi legati a generosi regimi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili per il raggiungimento dei *target* ambientali.

Emerse quindi il bisogno di un meccanismo che potesse intervenire al fine di stabilizzare i mercati. A questo proposito, il primo provvedimento regolatorio del 2011<sup>6</sup> era rivolto a ridimensionare il livello di capacità di cui necessitava il sistema per coprire la domanda, associando alla capacità stessa un livello base di remunerazione stabile nel tempo, finalizzato alla copertura dei costi. Tuttavia, i continui ritardi da parte delle Pubbliche Amministrazioni e conseguenti modifiche al disegno di mercato, portarono il sistema a razionalizzarsi autonomamente ai giorni nostri. Ad oggi, infatti, il mercato può essere considerato ridimensionato senza un meccanismo dedicato: negli ultimi anni, le tante dismissioni che hanno colpito il parco produttivo italiano hanno condotto quest'ultimo a raggiungere una dimensione minima: il margine di riserva sulla copertura del picco di carico, infatti,

---

<sup>5</sup> Decreto 4 Luglio 2019 per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici *on shore*, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.

<sup>6</sup> Delibera ARG/elt 98/11 relativa ai criteri e alle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

è costituito attualmente soltanto dalla capacità di import, senza la presenza di un ulteriore margine di capacità.

Si tratta quindi di un sistema che nei prossimi anni potrebbe dover affrontare un severo momento di scarsità dovuto ad ulteriori uscite già previste ed al *phase out* della generazione a carbone dal 2025, che potrebbero portare ad una ulteriore significativa riduzione dell'offerta.

Il disegno volto a razionalizzare il parco produttivo nel 2011 è stato ripreso ma è oggi volto a guidare la transizione energetica, ovvero a dare segnali corretti di investimento per la nuova capacità entrante per garantire l'adeguatezza del sistema. Il meccanismo, principalmente pensato per costituire una base di remunerazione stabile per la capacità esistente, è quindi diventato uno strumento finalizzato a dare un segnale di investimento in capacità nuova. Quindi se da un lato rimangono i mercati *spot energy only* che progressivamente non riescono più a creare incentivi adeguati a nuovi investimenti, dall'altro si integra un mercato della capacità finalizzato a creare segnali di medio-lungo periodo e ad evitare di incorrere in cicli di inadeguatezza del sistema.

Per raggiungere questo obiettivo, il *Capacity Market* è stato disegnato con delle differenze per la capacità nuova entrante ed esistente riguardanti il tipo di incentivo e la durata del contratto di fornitura della capacità. In riferimento alle remunerazioni disponibili sono previsti incentivi fino a 33.000 €/MW annui per la capacità esistente e fino a 75.000 €/MW annui per quella entrante; la durata contrattuale ha invece scadenza annuale per la capacità esistente mentre per la nuova capacità la durata prevista è pari a 15 anni, andando a garantire una solida base temporale per gli investimenti nel settore.

Il meccanismo del *Capacity Market* sarà utilizzato dal *TSO* come strumento addizionale ai mercati per guidare la transizione energetica verso un sistema meno emissivo (tra i vincoli di partecipazione alle aste è stato infatti inserito anche un limite alle emissioni inquinanti) delle fonti più obsolete e che sia al contempo *environmental friendly*.

Il progetto sarà maggiormente rivolto alla capacità termoelettrica; infatti, in generale, i principali destinatari del meccanismo sono piuttosto le fonti programmabili, in particolare il termoelettrico, rispetto a quelle non programmabili, perché hanno una disponibilità statistica elevata e possono contribuire in modo affidabile a coprire il picco di domanda. Le *RES-E* saranno abilitate a partecipare al *Capacity Market* per una limitata quota di potenza rispetto all'installato data l'aleatorietà della fonte primaria.

Il disegno del *Capacity Market* è comunque un programma transitorio: gli stessi regolamenti europei, infatti, adottano il mercato *energy only* come il mercato di riferimento, auspicandosi che sia il mercato stesso a guidare i cicli di investimento e a dare i giusti segnali di prezzo. La prima indicazione fornita dalla Commissione Europea, dunque, è quella di continuare a perseguire l'obiettivo di rimuovere le possibili barriere ed i fallimenti di mercato servendosi, in modo transitorio, del mercato della capacità.

Nella complessità del meccanismo delle *reliability options* disegnato per l'Italia si cela il rischio di possibili controeffetti, legati ad elementi regolatori di dettaglio ed ai parametri che verranno settati per le aste, che potrebbero avere un impatto contrastante con gli obiettivi stessi che si intendono raggiungere.

In primo luogo, riguardo alla scelta di partecipazione al meccanismo da parte degli operatori, se lo *strike price* fosse relativamente basso verrebbe favorita la partecipazione di capacità meno performante rispetto a quella più flessibile e potrebbe venir meno lo stimolo al *DSR*, col rischio di non garantire lo sviluppo di risorse flessibili. Se lo *strike price* fosse molto alto, invece,

aumenterebbero i costi di sistema riducendosi le restituzioni attese e determinando in esito all'asta un premio tendenzialmente minore, con un conseguente rischio sul controllo dei costi complessivi del meccanismo.

In aggiunta, se il *cap* al premio annuo non fosse sufficiente a coprire i costi fissi operativi ed il rischio restituzione, si potrebbe avere un forte disincentivo alla partecipazione, con il rischio di non garantire l'adeguatezza se non in modo implicito lasciando la responsabilità nelle mani del *TSO*.

Impatti divergenti si hanno inoltre sugli equilibri e sulla struttura competitiva dei mercati *wholesale*, in quanto le restituzioni cosiddette "*uncovered*" (penalità nei periodi in cui la capacità contrattualizzata non è effettivamente disponibile sui mercati) potrebbero favorire gli operatori con portafogli più grandi e disincentivare la partecipazione di quelli più piccoli. Gli operatori che sceglieranno di non partecipare al meccanismo, se il *cap* e lo *strike price* saranno insufficienti per la copertura dei costi attesi, potrebbero valutare la dismissione o la messa in conservazione delle proprie centrali. C'è quindi un rischio di concentrazione dei mercati ed un conseguente effetto leva sui prezzi del mercato all'ingrosso.

Si potrebbero anche generare distorsioni sui prezzi *wholesale* perché gli obblighi di offerta sui mercati e l'incentivo ad offrire sotto lo *strike price* potrebbero incidere sui prezzi di equilibrio di *MGP* ed *MSD*, soprattutto se il meccanismo andrà a contrattualizzare un'elevata quota di capacità oltre a quella esistente: questo potrebbe portare a distorsioni del *market coupling*, ma dipenderà dal dimensionamento della domanda di adeguatezza da parte del *TSO* e dalla capacità di soccorso dall'estero che si aspetta di poter utilizzare.

## 6. *Power Purchase Agreements*

Il *Power Purchase Agreement (PPA)* è un contratto a lungo termine che regola la somministrazione di energia elettrica tra un soggetto produttore e un soggetto acquirente (*off-taker*). I PPA consentono allo sviluppatore dell'impianto rinnovabile di ottenere un finanziamento da parte di soggetti finanziatori (banche e fondi) e, contestualmente, all'acquirente dell'approvvigionamento *green* di coprirsi dal rischio di prezzi in salita nel futuro.

I *Power Purchase Agreements* potrebbero essere l'opzione di mercato che concilia la volontà di proseguire nel percorso di penetrazione delle rinnovabili nel *mix* di generazione elettrico diminuendo il ricorso agli strumenti di natura amministrata, ma solo se vengono rimossi alcuni degli ostacoli che oggi in Italia ne impediscono l'affermazione.

L'obiettivo del *PNIEC* implica investimenti per oltre 30 miliardi di Euro considerando esclusivamente la nuova capacità, senza includere i rifacimenti degli impianti esistenti e lo sviluppo delle infrastrutture di rete e degli accumuli. Mobilitare tali risorse necessita il coinvolgimento del settore finanziario, tradizionalmente impegnato nel finanziamento delle fonti rinnovabili *capital intensive*, limitatamente ad un contesto di garanzie pubbliche tramite incentivo. Il legislatore italiano non ha ancora definito con precisione il ruolo dei PPA rispetto a quello degli strumenti amministrati, quali ad esempio le aste gestite dal Gestore dei Servizi Energetici (*GSE*), nel raggiungimento degli obiettivi del *PNIEC*, né quale sarà l'eventuale ruolo dei soggetti pubblici nel favorire lo sviluppo dei PPA. Il Decreto sulle *FER* competitive conferma la presenza di aste per lo sviluppo delle *FER* ancora fino al 2021 e introduce un primo *framework* legislativo specifico sui PPA; tuttavia né le une né l'altro offrono un quadro esaustivo di quanto il legislatore oltre questa data intenda sviluppare le *FER* con

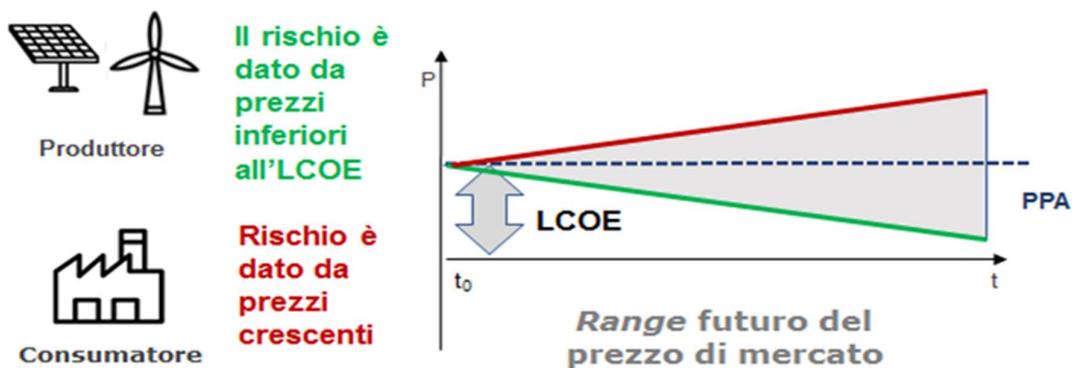
meccanismi tradizionali di sostegno e quanto intenda delegare al mercato nelle sue naturali dinamiche di sviluppo tramite incontro di domanda ed offerta.

Nel caso di in un progetto *merchant* il produttore è interamente esposto al rischio di mercato, mentre tramite il *PPA* è in grado di assicurare il ritiro dell'energia prodotta dal suo impianto nel lungo periodo grazie all'impegno dell'*off-taker*. Questo rappresenta un vantaggio per accedere al finanziamento degli investimenti. Infatti, il *PPA* trasferendo parte dei rischi dal produttore all'*off-taker* rende possibile l'apporto di capitale di debito su base, almeno parzialmente, *non-recourse*. Il *PPA* implica il trasferimento dei rischi dal produttore all'*off-taker*, disposto ad assumerselo a fronte della prospettiva di un approvvigionamento di energia elettrica ad un costo inferiore alla propria *view* di mercato nel periodo in oggetto.

Il trasferimento dei rischi insiti nello sviluppo di tecnologie *capital intensive* tramite un *PPA* non ne determina una loro scomparsa, ma unicamente una diversa allocazione in maniera più funzionale alle esigenze ed aspettative delle parti. L'impegno in un *PPA* necessita la definizione, l'allocazione e la gestione dei rischi tipici del lungo termine:

- il rischio di mercato è connesso alla possibilità che i prezzi di mercato, anche a livello zonale o per effetto degli oneri di bilanciamento, siano inferiori al valore definito nel contratto e che una controparte non sia in grado di ritirare, pagare o consegnare le quantità di energia definita (Figura 5);
- il rischio volume si manifesta laddove emerga una difficoltà a rispettare il profilo ed i volumi di scambio concordati;
- il rischio regolatorio consiste nella mancata previsione di evoluzioni normative rispetto a variabili che possono influenzare il valore dell'energia nel lungo termine.

Figura 5: Il rischio di mercato per le controparti di un *PPA*



Fonte: Elaborazioni REF-E su dati PNIEC

L'analisi rischi-opportunità calata nel contesto italiano, a fronte di una condizione di *market parity* in via di consolidamento, ha fatto emergere alcune criticità rispetto all'esposizione ai principali rischi connessi alla contrattualizzazione sul lungo periodo e rispetto alla propensione della domanda.

Alcuni elementi specifici del mercato italiano infatti riducono la visione di *market parity* nel lungo periodo influenzando sulla percezione del rischio di mercato e del rischio regolatorio. Tra questi il forte ricorso al fotovoltaico nella strategia energetica nazionale espone i prezzi di mercato al fenomeno

della “cannibalizzazione”, con rischi di perdita di valore dell’energia nelle ore di massima produzione solare. Le difficoltà relative all’estensione delle reti rischiano di accentuare i rischi legati alle differenze dei prezzi zionali rispetto al Prezzo Unico Nazionale di acquisto (*PUN*). La riforma dei mercati dei servizi di dispacciamento e di bilanciamento ed il ricorso agli accumuli potrebbero modificare i prezzi e le opportunità di mercato delle *FER*, innescando rischi sulla tenuta dei contratti sul lungo periodo.

Oltre alla frammentazione della domanda, già evidenziata dalla Strategia Energetica Nazionale (*SEN*) e dal *PNIEC*, due diverse propensioni al rischio rendono attualmente la domanda ancora tiepida rispetto alla prospettiva di impegnarsi in vincoli di lungo periodo:

- per una parte dei clienti *energy intensive*, potenzialmente *off-taker corporate* di un contratto *PPA*, il rischio di essere vincolati in approvvigionamenti ad un prezzo superiore a quello della concorrenza, è superiore all’opportunità di accedere ad un prezzo inferiore a quello di mercato;
- altri clienti *corporate* per i quali le scelte di approvvigionamento elettrico non sono particolarmente strategiche, sono ancora poco motivati da strategie di responsabilità ambientale come invece sta già accadendo in altri paesi, anche a seguito del coinvolgimento del settore finanziario nelle responsabilità climatiche, ai sensi degli accordi di Parigi.

Una ricerca condotta da REF-E<sup>7</sup> presso i soggetti potenziali attori (produttori, *trader*, consumatori, e finanziatori) nello sviluppo dei *PPA* ha permesso di identificare una serie di strumenti per la mitigazione e la gestione dei rischi emersi. Tali strumenti rappresentano una parte importante delle garanzie che l’accordo è in grado di fornire al finanziatore. Non solo senza adeguate garanzie non sarà possibile trovare un finanziatore, ma tanto più il contratto sarà accompagnato da solide garanzie tanto più permetterà al finanziatore di concedere un prestito a condizioni vantaggiose al produttore. L’impatto positivo dei costi di finanziamento limitati sul *Levelized Cost Of Electricity (LCOE)* dell’impianto rinnovabile permette al produttore di offrire condizioni migliori all’*off-taker*, sostenendo lo sviluppo dei *PPA*.

I ragionamenti e gli esercizi quantitativi, mirati a comprendere le logiche sottostanti la negoziazione di un *PPA* e le diverse *performance* di formule di *pricing* alternative rispetto ai possibili *trend* futuri del mercato, hanno dimostrato che il ricorso a formule di *pricing* flessibile (ad esempio *bundle* e *profit /loss sharing*) può rappresentare un primo strumento per allocare in modo ottimale il rischio di mercato tra le controparti in base alle rispettive aspettative. Data l’elevata incertezza sui fondamentali e sulle dinamiche future dei prezzi *spot*, le formule a prezzo fisso risultano adeguate solo su scadenze temporali contenute (fino a circa 5 anni). Su scadenze contrattuali più lunghe (10 anni e oltre) il prezzo fisso risulta rischioso anche in considerazione dell’impossibilità di attuare adeguate coperture con gli strumenti di *hedging* disponibili sui mercati; invece formule di *pricing* con elementi di flessibilità possono consentire un riequilibrio dinamico delle opportunità e dei rischi fra le controparti in relazione alle dinamiche che si esplicano sui mercati. La probabilità che il *PPA* vada *out of the money* durante il periodo di validità, risultando svantaggioso rispetto alle condizioni ottenibili sul mercato, ne aumenta il rischio di non tenuta, innescando maggiori possibilità di inadempimento e compromettendone i requisiti di bancabilità.

La copertura attraverso prodotti di *hedging*, un’opzione ancora limitata non solo sul mercato italiano ma anche su quello internazionale, permette di ridurre l’esposizione dell’*off-taker* rispetto al rischio prezzo nel lungo periodo. Il *proxy hedging* si esplica nell’attività di copertura su altri mercati liquidi

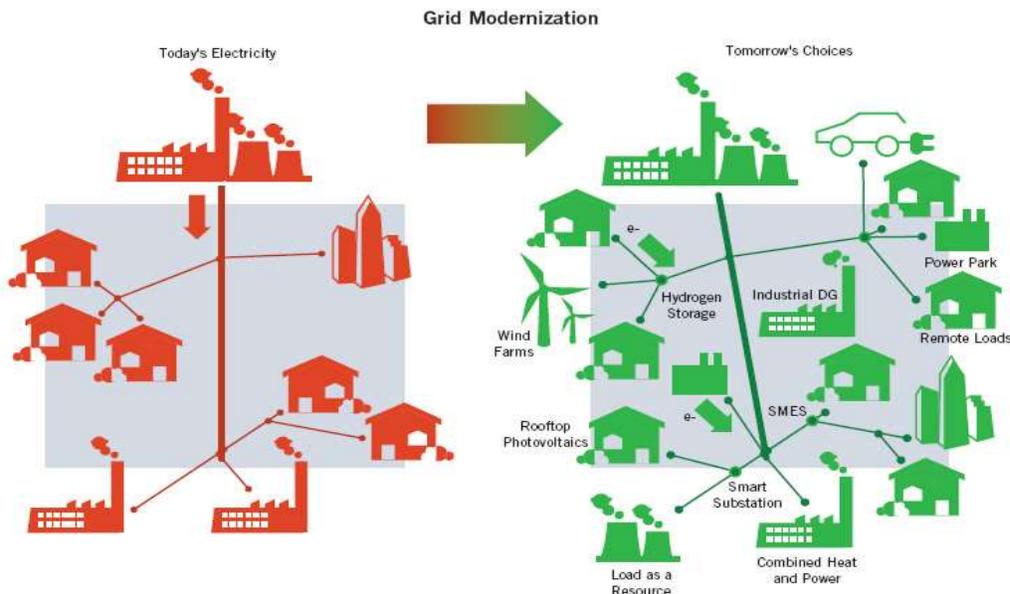
<sup>7</sup> PPA Committee 2019: <https://www.ref-e.com/it/focus/ppa-committee>

correlati a quello elettrico oppure, in modo *rolling*, su contratti *calendar* liquidi. In questi casi l'*hedging* ha un costo competitivo poiché è possibile utilizzare prodotti già presenti su mercati regolamentati, ma non consente una copertura completa delle posizioni di rischio. Un'ulteriore opzione è la copertura con prodotti bancari dedicati: essa fa riferimento a strutture di *hedging* legate al piano di finanziamento dell'impianto e valutate quindi sulla base del *project financing* sottostante, rese disponibili dai soggetti finanziatori stessi. Si tratta, tuttavia, di soluzioni piuttosto onerose e aventi il problema della valorizzazione *daily* di un prodotto non disponibile sul mercato e che apre alla relativa questione del *mark-to-market* nel lungo termine.

Forme di aggregazione della domanda e, in particolare, la costituzione di consorzi, rappresentano opzioni di *off-taker* particolarmente funzionali alla struttura frammentata della domanda italiana e alla gestione del rischio controparte. Ad esempio, il *default* o la delocalizzazione di un membro del consorzio potrebbe essere gestito con meccanismi di *step-up* da parte di tutti gli altri membri attivando meccanismi di solidarietà volontaria e/o obbligatoria di ritiro dell'energia in maniera proporzionale ai volumi di tutti i soci. L'aggregazione in consorzio, inoltre, permetterebbe di risolvere le diffidenze legate agli aspetti di concorrenza segnalate da parte delle imprese nei settori il cui valore del prodotto finale è fortemente determinato dal prezzo dell'energia elettrica.

Tuttavia, le maggiori difficoltà di sviluppo dell'offerta di nuovi impianti rinnovabili sono state identificate dai soggetti interpellati nella burocrazia e sovrapposizione di normative locali e nazionali, che allungano e rendono incerti i processi autorizzativi, nel tempestivo completamento delle riforme dei mercati di dispacciamento, anche favorendo nuove tecnologie per la flessibilità come gli accumuli, nonché nell'accelerazione del completamento delle infrastrutture di rete (Figura 6).

Figura 6: Cambiamenti strutturali attesi nel sistema energetico



Fonte: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

## 7. Il ruolo delle nuove tecnologie

La revisione dei criteri del dispacciamento elettrico punta alla neutralità tecnologica, quindi all'accesso al *MSD* di tutte le risorse tecnicamente in grado di fornire servizi di flessibilità al sistema.

La potenziale partecipazione delle rinnovabili al *MSD*, sia per gli impianti di taglia rilevante che per aggregati di impianti di piccola taglia, comporta delle opportunità sui servizi a scendere per risolvere le congestioni di rete soprattutto in presenza di *overgeneration*, vantaggiose solo se fossero introdotti prezzi di offerta negativi (l'attuale regolamentazione del *curtailment* di fatto non copre questa possibilità ed anestetizza tale opportunità).

Tuttavia, emergono anche alcune perplessità anche sui servizi a salire forniti dalle rinnovabili: andrebbe infatti trattenuta una banda di potenza sui mercati dell'energia rischiando di perdere parte della produzione e dovrebbe essere verificata l'effettiva disponibilità della fonte primaria dell'impianto per sua natura non programmabile. Di conseguenza, l'accoppiamento delle rinnovabili a sistemi di *storage* potrebbe abilitare un maggiore potenziale di partecipazione delle *RES-E* anche a servizi a salire.

È in generale necessaria una sostanziale revisione delle regole del dispacciamento per stimolare i servizi che le diverse fonti possono fornire con efficacia al sistema: andrebbero pertanto riviste le modalità di partecipazione, le tipologie di servizi e le tempistiche dei mercati. Il recente documento sul TIDE<sup>8</sup> (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico) messo in consultazione da ARERA propone una profonda revisione delle attuali regole del dispacciamento proprio in quest'ottica.

La partecipazione al *Capacity Market* è già prevista per le rinnovabili, ma, come summenzionato con un *derate* della capacità abilitata rispetto all'installata molto significativo: la quota affidabile delle fonti non programmabili è considerata generalmente al di sotto del 15-20 % (in modo puntualmente diverso per i singoli impianti).

Inoltre i *PPA*, a livello di *best practice* contrattuale, dovrebbero includere la possibilità per l'impianto rinnovabile di fornire in prospettiva servizi ancillari al sistema o di essere accoppiato con *storage*: la clausola "*take and pay*", ovvero il *pass through* del profilo non programmabile nelle mani dell'*off-taker*, e con esso di tutto il rischio sbilanciamento, è uno degli elementi che ad oggi è visto come barriera allo sviluppo dei *PPA*, in qualche modo mitigabile attraverso l'aggregazione lato domanda ma ancora oggetto di cauta riflessione.

Per quanto riguarda il servizio di *Demand Side Response*, in uno studio condotto da REF-E nel 2015 è stato stimato un potenziale di oltre 6 GW, prevalentemente nell'ambito del settore residenziale terziario al nord e al centro sud, dove c'è una maggiore densità di popolazione. Se il potenziale tecnico appare significativo dal punto di vista economico tale potenziale va abilitato. La *DSR* può essere favorita dallo sviluppo delle tecnologie e da nuove soluzioni come il controllo automatico dei carichi, l'accoppiamento a sistemi di accumulo o alla generazione *small scale*, alla possibilità di aggregazione. Sui mercati, tuttavia, la domanda è ancora molto rigida ai segnali di prezzo perché rimane presente uno "scollegamento" tra il prezzo *wholesale* ed i prezzi *retail* (fissi o biorari); di conseguenza, la maggior parte dei consumatori non ha ancora installato strumenti per controllare consapevolmente il livello dei propri profili di consumo in base ai prezzi di mercato.

I costi di attivazione della *DSR*, che riflettono i costi di dotazione e di operatività di dispositivi di *backup*, come confermato anche dall'esperienza internazionale, incidono sull'esplicitarsi del *DSR* stesso. Il *range* di tali costi è stimabile tra i 300 e 500 €/MWh: pertanto il servizio di regolazione

---

<sup>8</sup> Documento di consultazione 322/2019/R/eel.

offerto dalla *DSR* andrebbe a competere con quelli più costosi attualmente offerti dalle risorse di generazione su *MSD*, corrispondenti a circa l'1% dei volumi approvvigionati (nel 2018). I costi di attivazione del *DSR* potrebbero ridursi se la flessibilità venisse utilizzata con strategie attive dal consumatore per captare le opportunità sui mercati, ma questo è ancora in fase di evoluzione.

Su *MSD* il *DSR* è attualmente poco competitivo rispetto ai generatori e anche ai carichi interrompibili, che godono invece di uno schema dedicato fortemente incentivante.

Anche il disegno del *Capacity Market* potrebbe avere come contro effetto quello di allontanare i segnali di attrattività sui mercati per le nuove risorse di flessibilità: un livello di basso *strike price* sul *Capacity Market* potrebbe infatti scoraggiare la partecipazione attiva della domanda ai mercati poiché neutralizzerebbe gli effetti dei momenti di scarsità.

Emergono potenziali opportunità per i sistemi *Battery Energy Storage (BESS)* di tipo *merchant* accoppiati alle rinnovabili attuando strategie attive sui mercati mantenendo il disegno attuale; tuttavia è necessaria in ogni caso una revisione fine delle regole di dispacciamento e del codice di rete per favorire lo sviluppo e l'integrazione di questo tipo di risorse; infatti, i parametri e i requisiti richiesti dal *TSO* per l'abilitazione delle risorse alla fornitura di servizi ancillari sono attualmente parecchio stringenti e non prevedono una remunerazione della capacità né di determinati servizi di flessibilità (come la regolazione primaria e di tensione) e pertanto limitano le soluzioni che economicamente sono ad oggi sostenibili.

Un potenziale *upside* per la redditività di sistemi di *storage* deriva dalla partecipazione al *Capacity Market*, ma deve essere attentamente valutato il costo del vincolo di dover mantenere il sistema *BES* sempre disponibile (quindi con batteria deve essere sempre carica) per fornire adeguatezza rispetto all'opportunità di partecipare al mercato dei servizi ancillari.

## 8. *Spunti di riflessione*

Alla luce di quanto discusso, riteniamo che il disegno di mercato andrebbe progressivamente adattato in modo ottimale per dare una visione coerente agli investitori che dovrebbero ottenere il ritorno dall'investimento dal mercato. Il continuo adattamento delle regole sarà necessario orizzonte nel corso della transizione energetica sia perché nuove problematiche emergeranno sia perché lo sviluppo tecnologico aprirà nuove opportunità. Le linee di riforma dovrebbero essere comunque nitidamente definite a priori, essere tempestive e coerenti rispetto agli obiettivi che si intendono raggiungere. Elementi di rischio sono presenti in qualsiasi soluzione alternativa ma andrebbero minimizzati per renderli sopportabili dagli operatori adattando tempestivamente il modello di mercato alle nuove condizioni, evitando ritardi che potrebbero inasprire i rischi, attuando riforme rivolte verso il futuro senza guardare indietro per rimborsare i costi della transizione passata e senza limitare le scelte alle condizioni contingenti.

## ***Legenda***

ARERA	<i>Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbines</i>
CDP	<i>Capacità Disponibile in Probabilità</i>
CRM	<i>Capacity Remuneration Mechanism</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
DSR	<i>Demand Side Response</i>
ETS	<i>Emission Trading System</i>
FER	<i>Fonti Energetiche Rinnovabili</i>
GME	<i>Gestore dei Mercati Energetici</i>
GSE	<i>Gestore dei Servizi Energetici</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i>
MGP	<i>Mercato del Giorno Prima</i>
MSD	<i>Mercato dei Servizi di Dispacciamento</i>
PNIEC	<i>Piano Nazionale Integrato Energia e Clima</i>
PUN	<i>Prezzo Unico Nazionale</i>
RES-E	<i>Renewables Energy Sources - Electricity</i>
SEN	<i>Strategia Energetica Nazionale</i>
SMP	<i>System Marginal Price</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

## ***Bibliografia***

Abbott, M. (2001). *'Is the security of electricity supply a public good?'*, *Electricity Journal*, 14(7), 31–33.

Battle, C. (2013). *'Electricity Generation and Wholesale Markets'*, in I. J. Pérez-Arriaga (Ed.), *Regulation of the Power Sector*, Springer

Cochran, J., Miller, M., Milligan, M., Ela, E., Arent, D., Bloom, A., Sandholt, K. (2013). *Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power Systems, Technical Report*, National Renewable Energy Laboratory, US DOE. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57477.pdf>.

Eberlein, B. (2010). *'Experimentalist Governance in the European Energy Sector'*, in C. F. Sabel & J. Zeitlin (Eds.), *Experimentalist Governance in the European Union: Towards a New Architecture*, Oxford: Oxford University Press.

ECME Consortium (2010). *The functioning of retail electricity markets for consumers in the European Union*, Directorate General for Health and Consumers. Retrieved from [http://ec.europa.eu/consumers/archive/consumer\\_research/market\\_studies/docs/retail\\_electricity\\_full\\_study\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/consumers/archive/consumer_research/market_studies/docs/retail_electricity_full_study_en.pdf).

*Energy Consulting REF-E*, Società di Consulenza specializzata nei mercati energetici, <https://www.ref-e.com/it>

Genoese, F. & Egenhofer, C. (2015). *Reforming the Market Design of EU Electricity Markets: Addressing the Challenges of a Low-Carbon Power Sector*, Task force Report, Centre for European Policy Studies.

Glachant, J.-M. (2016). *'Taking stock of the EU "Power Target Model" ... and steering its future course'*, *Energy Policy*, 96, 673–9. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.010>.

Hogan, W. (2005). *On an 'Energy-Only' Electricity Market Design for Resource Adequacy*, Cambridge, MA: Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, [https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_Energy\\_Only\\_092305.pdf](https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Energy_Only_092305.pdf).

Joskow, P.L. (2013). 'Editorial: Symposium on capacity markets,' *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2), v-vi.

Keay, M. (2013). *The EU "Target Model" for electricity markets: fit for purpose?*, Oxford Energy Comment, OIES. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wpcontent/uploads/2013/05/The-EU-Target-Model-for-electricity-markets-fit-for-purpose.pdf>.

Keay, M. (2016). *Electricity Markets Are Broken—Can They Be Fixed?*, [www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Electricity-markets-are-broken-can-they-be-fixed-EL-17.pdf](http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Electricity-markets-are-broken-can-they-be-fixed-EL-17.pdf)

Keay, M. and Robinson, D. (2017). *The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach*, [www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf](http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf).

Keay, M. & Robinson, D. (2017b). *The Decarbonised Electricity System of the Future: The "Two Market" Approach*, OIES Energy Insight 14. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-DecarbonisedElectricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf>.

Lehmann, P. & Gawel, E. (2013). *Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?*, *Energy Policy*, 52, 597–607. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.018>.

Mazzucato, M. & Semieniuk, G. (2016). *Financing renewable energy: who is financing what and why it matters*, SPRU Working Paper Series, Brighton. Retrieved from <http://sro.sussex.ac.uk/61966/>.

Miller, M. & Cox, S. (2014). *Overview of Variable Renewable Energy Regulatory Issues*, Technical Report, NREL, US DOE, May.

Newbery, D. M. (2016a). *Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors*, *Energy Policy*, 94, 401–10. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>.

Newbery, D. M. (2016b). *Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform*, *Applied Energy*, 179, 1321–30. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.046>.

Peng, D. & Poudineh, R. (2015). 'A holistic framework for the study of interdependence between electricity and gas sectors', OIES paper EL 16, Oxford Institute for Energy Studies. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/11/EL-16.pdf>.

Peng, D. and Poudineh, R. (2017). *Electricity Market Design for a Decarbonised Future: An Integrated Approach*, [www.oxfordenergy.org/publications/electricity-market-design-decarbonised-future-integrated-approach/](http://www.oxfordenergy.org/publications/electricity-market-design-decarbonised-future-integrated-approach/).

*Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, 31 Dicembre 2018, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Regolamento *CACM* (Regolamento UE 2015/1222 del 24 luglio 2015)

Regolamento *Balancing* (Regolamento UE 2017/2195 del 23 novembre 2017)

Regolamento Elettrico (Regolamento UE 2019/943 del 5 giugno 2019)

Roques, F. & Finon, D. (2017). 'Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?', *Energy Policy*, 105 584–96. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.035>.

*Strategia Energetica Nazionale (SEN)*, 10 Novembre 2017, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Xu, Z. and Po, S. (2019). *The electricity market design for decentralized flexibility sources*, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/08/The-electricity-market-design-for-decentralized-flexibility-sources-EL36.pdf?v=cd32106bcb6d>