

PROPOSTA DI RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO



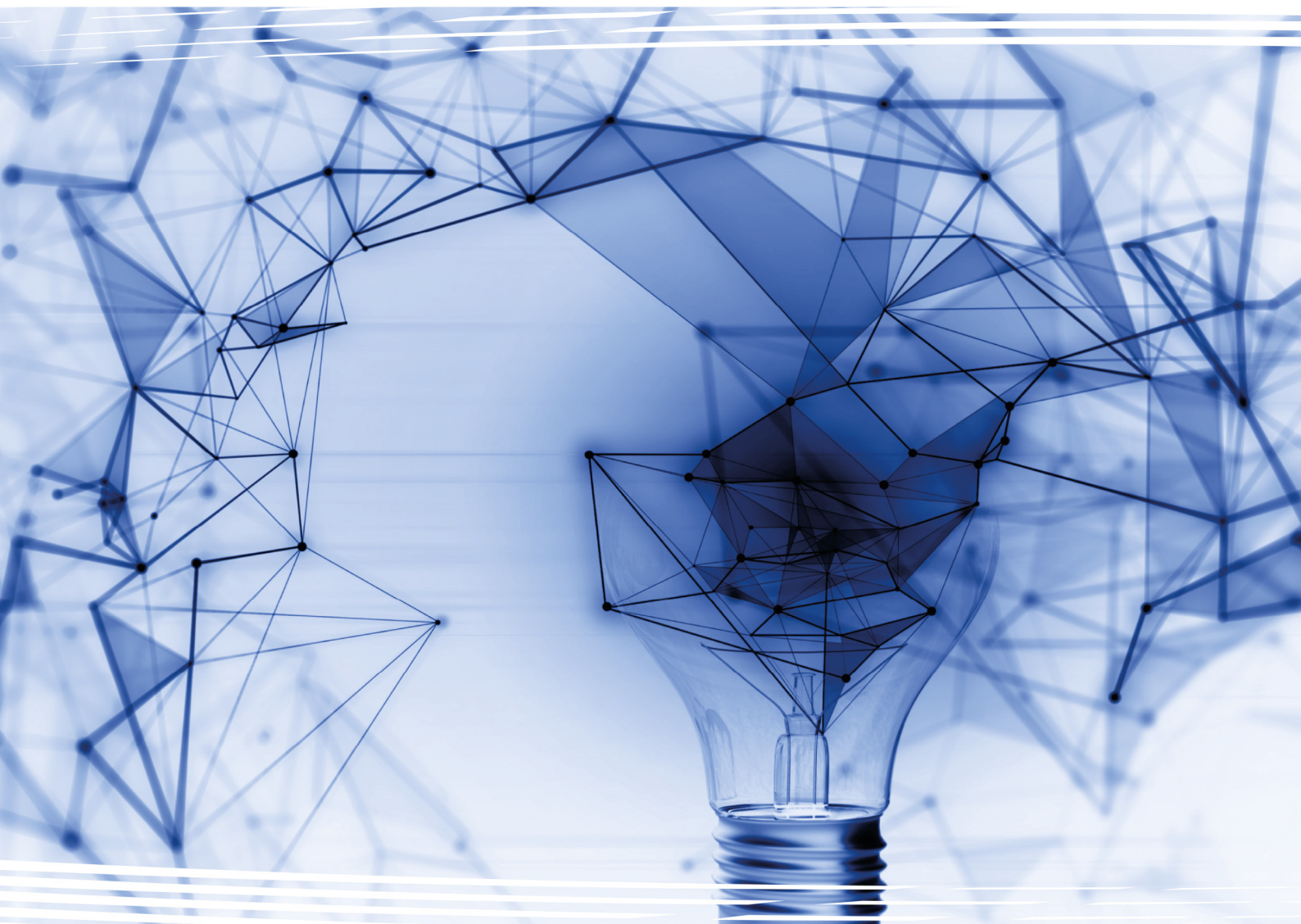
CONFINDUSTRIA

INDICE

Executive summary.....	7
Un nuovo modello di mercato per garantire la transizione ecologica.....	13
1.1 Il contesto attuale e le principali criticità nello sviluppo di un mercato verde e sostenibile.....	14
1.2 La proposta di Confindustria per un nuovo modello di mercato.....	18
2. Il piano di implementazione per realizzare il nuovo modello di mercato.....	20
2.1 Il percorso di implementazione della Piattaforma PPA: MAVER, <i>Time-Shift</i>	25
2.1.1 <i>La nuova piattaforma MAVER: definizione e principi di funzionamento</i>	25
2.1.2 <i>Il mercato Time-Shift: definizione e principi di funzionamento</i>	29
2.1.3 <i>Evoluzione alla Piattaforma PPA</i>	33
2.2 Evoluzione dei mercati esistenti e della gestione delle reti per adattarsi al nuovo disegno.....	34
2.2.1 <i>Evoluzione del mercato dei servizi ancillari MSD</i>	35
2.2.2 <i>Evoluzione dello strumento di adeguatezza Capacity Market</i>	37
2.3 Il ruolo del TSO e dei DSO per la gestione delle reti nel nuovo mercato.....	43
2.4 Il ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili nel nuovo mercato.....	49
ALLEGATO A - Ulteriori dettagli sulla Proposta di riforma.....	51
A.1 Revisione del processo autorizzativo.....	52
A.2 Razionale della proposta di adottare un modello di approvvigionamento misto per lo sviluppo di FER.....	52
ALLEGATO B - Analisi di supporto allo sviluppo della proposta.....	53
B.1 Meccanismo di sviluppo FER.....	54
B.1.1 <i>Meccanismi d'asta</i>	54
B.1.1.1 <i>Metodologia utilizzata</i>	55
B.1.1.2 <i>Risultati del benchmark</i>	56
B.1.2 <i>Meccanismi PPA</i>	59
B.1.2.1 <i>Metodologia utilizzata</i>	60
B.1.2.2 <i>Risultati del benchmark</i>	61

<i>B.1.3 Meccanismi di obbligo sui retailers</i>	63
B.2 Prodotti a termine presenti in mercati europei rilevanti.....	65
<i>B.2.1 Metodologia utilizzata</i>	65
<i>B.2.2 Risultati del benchmark</i>	66
B.3 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER): il successo degli Stati Uniti.....	68
Glossario	72

PREFAZIONE E RINGRAZIAMENTI



Con il Green Deal e il Pacchetto "Fit for 55" l'Europa ha posto al centro del processo di decarbonizzazione comunitario l'elettrificazione progressiva del sistema economico. Da diversi anni l'Europa ed i suoi Stati Membri si stanno sforzando di trasformare il sistema energetico nel segno della sostenibilità e dell'indipendenza. Il ruolo del vettore elettrico è stato ulteriormente rafforzato dalle conseguenze del recente conflitto Russia -Ucraina, con la predisposizione del piano "REPowerEU" che rafforza ulteriormente gli obiettivi di sviluppo della produzione elettrica rinnovabile.

Gli obiettivi di incremento della produzione rinnovabile comportano delle profonde modifiche strutturali alla tecnologia di produzione elettrica rendendo necessaria una profonda revisione strutturale dell'assetto organizzativo dei mercati. L'enorme complessità dei mercati e le differenze internazionali hanno tuttavia reso questo processo lento e non privo di errori e inefficienze. Gli avvenimenti degli ultimi anni hanno significativamente accresciuto l'urgenza di tale trasformazione rendendo necessario un cambio di passo nella revisione delle regole dei mercati per accogliere la decarbonizzazione.

In questo contesto, Confindustria ha ritenuto necessario anticipare e proporre la riforma mercato elettrico, ormai datato (D.Lgs Bersani 99/09), vista la forte necessità di individuare un nuovo modello di mercato elettrico adatto alla trasformazione ecologica e, ancor di più, di individuare un processo veloce ed efficace per raggiungere la sua piena implementazione.

Questo documento sviluppa una proposta articolata in due parti:

- ♦ nella prima parte saranno identificati i principi cardine del futuro disegno di mercato coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e 2050;*
- ♦ nella seconda parte viene identificato un percorso per trasformare progressivamente l'attuale assetto di mercato in una nuova piattaforma coerente con il nuovo paradigma del mercato elettrico.*

Riteniamo importante sottolineare la centralità del percorso di transizione. Mentre la letteratura sull'argomento ha ormai consolidato i principi per la costruzione del nuovo market design la sfida più difficile dei prossimi anni sarà il percorso di transizione dalle vecchie alle nuove regole di mercato garantendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione senza inefficienza sul piano tecnico ed economico garantendo la tutela della concorrenza.

La complessità di analisi e le competenze necessarie ad individuare tali soluzioni sono state possibili con il supporto economico delle Associazioni aderenti al progetto: Assocarta, Assofond, Assomet, Assovetro, Confindustria Ceramica, Consorzi Energia, Elettricità Futura, Federacciai, Federazione ANIE, Federbeton, Federchimica e Terna.

Alle Associazioni e ai loro esperti (che nominalmente riportiamo in calce) va il merito di aver offerto un contributo attraverso discussioni appassionate, spesso critiche, e serrate, ma costruttive, senza le quali le soluzioni proposte non avrebbero beneficiato di una visione olistica, imprescindibile in una materia così complessa.

Un ringraziamento significativo per la grande competenza dimostrata e il paziente supporto per lo sviluppo della proposta va inoltre alla Società Afry Management Consulting e al Team coordinato da Antonio Nodari, e in particolare a Riccardo Siliprandi, Roberta D'Alessandro, Emilio Ambrogi, Davide Conti.

Infine, merita un ringraziamento l'attività di coordinamento dei lavori svolta da Barbara Marchetti.

Massimo Beccarello

Con la collaborazione di:

Elettricità Futura

Alfredo Camponeschi, Diego Barlini, Alessio Cipullo, Lorenzo Mottura, Pietro Pacchione, Andrea Zaghi

Tavolo della Domanda

Mauro Antonetti, Alessandro Bertoglio, Daniele Bianchi, Marco Bruseschi, Agostino Conte, Walter Da Riz, Andrea Leporesi, Renato Migliora, Amedeo Rosatelli, Silvano Squaratti, Giuseppe Toia

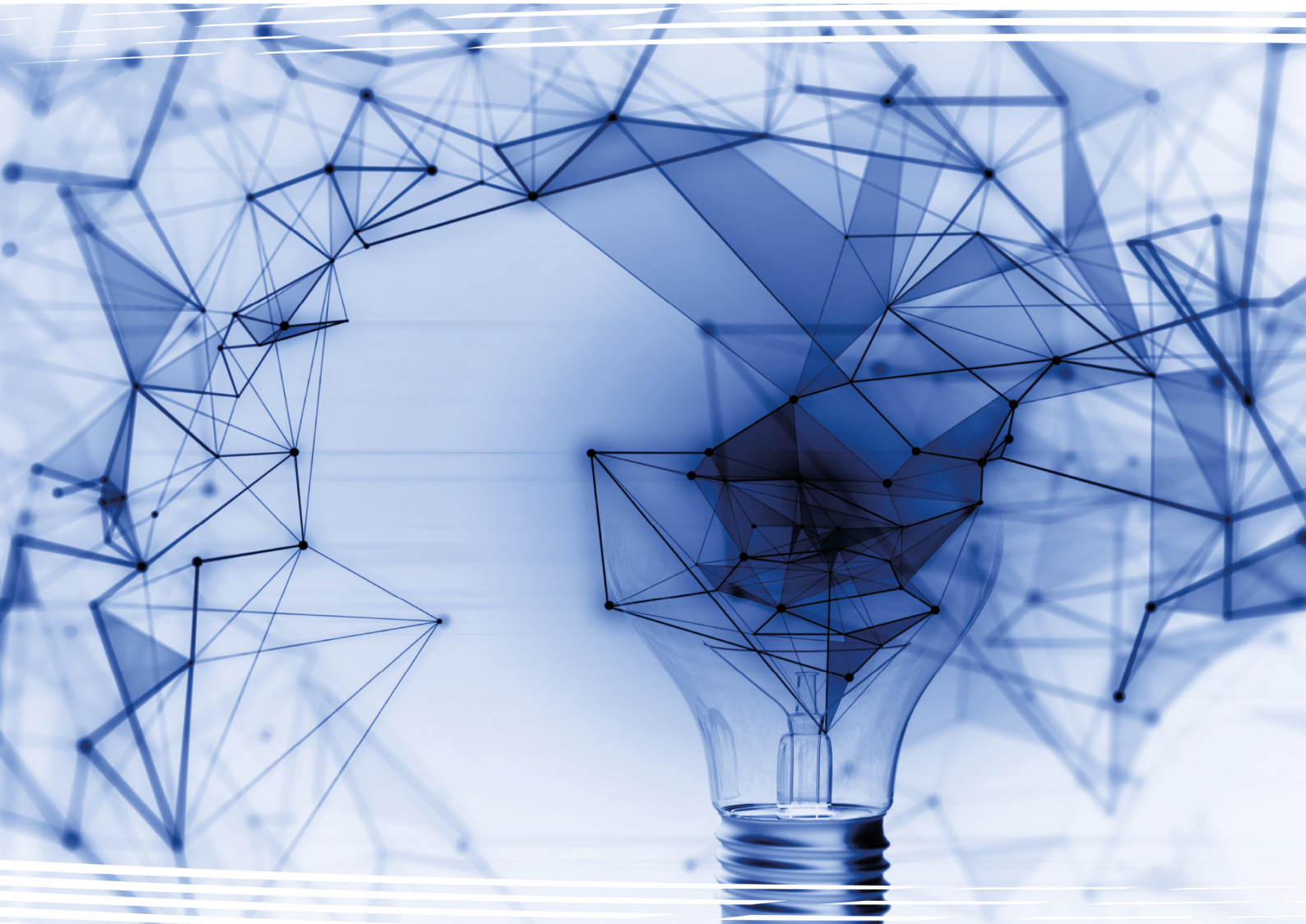
Federazione Anie

Michelangelo Lafronza, Luca Manzella, Fabio Zanellini

Terna

Fabio Bulgarelli, Simona Ciancio

EXECUTIVE SUMMARY



Il modello di mercato deve tornare ai suoi principi cardine

L'elettricità è sempre di più al centro del nostro sistema energetico così come la necessità di produrla in modo ecologico. Gli avvenimenti degli ultimi anni hanno accelerato l'urgenza di trasformare il sistema elettrico nel segno della sostenibilità e dell'indipendenza energetica e le fonti rinnovabili, vento e sole in testa, sono il cuore di questa transizione.

Nella situazione attuale e con gli obiettivi sfidanti da raggiungere, Confindustria ha preso atto che l'attuale sistema di mercato energetico non riesce più a rispondere ad alcuni principi cardine:

- ♦ la capacità di sostenere una transizione ecologica verso un mercato più verde e più sostenibile
- ♦ la tutela del consumatore e in particolare la competitività del sistema produttivo
- ♦ la sostenibilità economica – *affordability* – del mercato ottimizzando l'impiego delle risorse economiche e la tutela della concorrenza

Diverse sono le cause della situazione attuale, ma certamente due sono quelle più rilevanti ed oggi chiaramente comprese anche dall'opinione pubblica. La prima causa è la dipendenza energetica del Sistema Italia da fonti energetiche importate dovuta a:

- ♦ la necessità di approvvigionarsi all'estero di combustibili fossili – gas principalmente (ma ancora carbone per certi utilizzi) – per rispondere alla domanda dei processi industriali, del consumatore finale (riscaldamento, raffreddamento) e della generazione termoelettrica. I fattori geopolitici hanno ormai da più di un anno creato forti tensioni sul mercato e portato i prezzi a livelli difficilmente sostenibili
- ♦ la difficoltà strutturale di sviluppare nuovi asset generativi rinnovabili in tempi accettabili a causa di processi autorizzativi complessi e non coordinati con conseguente aggravio di costi e limitata crescita di nuova capacità *green*

La principale opzione per uscire da tale dipendenza in tempi rapidi e veloci è implementare generazione rinnovabile – in primis eolico e solare.

Il secondo elemento strutturale per garantire una adeguata accelerazione verso il raggiungimento degli obiettivi è una riforma strutturale dell'attuale disegno di mercato.

Tale disegno, sviluppato all'inizio della liberalizzazione del mercato, aveva come obiettivo l'ottimizzazione a breve termine dei costi di generazione (per lo più) termoelettrica. Oggi si dimostra inefficace nell'integrare la generazione rinnovabile – *Capex based* e con costi variabili nulli – ma soprattutto non permette di valorizzare i benefici di costo delle rinnovabili al consumatore finale. Questo perché con l'attuale modello il costo variabile del gas rimane il costo marginale che definisce il prezzo del mercato nella stragrande maggioranza delle ore anche se il suo contributo alla produzione è attorno al 40% del volume.

La proposta di Confindustria è volta a superare queste criticità favorendo lo sviluppo delle rinnovabili e il loro potenziale sul piano della competitività attraverso un modello di mercato in grado di separare la loro valorizzazione dai costi delle fonti fossili.

Per realizzare tali obiettivi, è necessario:

- ♦ costruire una nuova piattaforma di mercato per lo sviluppo della produzione rinnovabile in grado di "separare" il valore della tecnologia rinnovabile dai costi opportunità della produzione di elettricità da fonte fossile
- ♦ creare un mercato diretto dell'energia rinnovabile dal produttore al consumatore in grado di valorizzare tutti gli elementi di costo ancillare per rendere compatibile i profili di domanda con i profili di produzione

La proposta naturalmente presuppone che le iniziative adottate dal Governo sul piano delle semplificazioni e delle procedure autorizzative, siano in grado di risolvere le problematiche esogene che possono profondamente distorcere il corretto funzionamento del mercato.

Questo deve avvenire in maniera efficiente e minimizzando i costi per il sistema. È necessario pianificare un percorso implementativo che lo assicuri grazie anche a meccanismi di monitoraggio e di controllo.

Un mercato diretto di energia verde produttore - consumatore disaccoppiato dal prezzo del gas è l'obiettivo finale

Per garantirne l'economicità, è necessario ripensare il disegno di mercato rispetto alle caratteristiche del sistema elettrico previsto dalla transizione ecologica: da un lato la generazione rinnovabile non programmabile (o intermittente) incapace di adattarsi alle necessità dei consumatori, e dall'altro le tecnologie in grado di fornire la flessibilità necessaria per adattare la generazione alla domanda.

Fino ad oggi le rinnovabili "intermittenti" sono state considerate alla stregua delle tecnologie convenzionali e la loro energia "acquistata" con logiche di lungo termine (gli incentivi) ma "venduta" nel breve termine sui mercati esistenti. Questo specifico meccanismo non favorisce il trasferimento completo dei vantaggi di economicità e stabilità di costo delle rinnovabili ai consumatori.

Per permettere una corretta integrazione delle fonti rinnovabili è quindi necessario disaccoppiarle dai mercati di breve termine e dal gas creando una "Piattaforma PPA¹" dove i consumatori possano acquistare direttamente, con logiche di medio-lungo termine, energia rinnovabile con profili adatti alle loro necessità.

La Piattaforma PPA fornirà segnali di prezzo di medio-lungo termine che terranno in conto l'evoluzione dei costi delle tecnologie. Il valore aggiunto della nuova Piattaforma PPA sarà di fornire al consumatore energia verde con profili *standard*, rendendola disponibile anche quando non è prodotta.

Tutto questo potrà realizzarsi grazie all'utilizzo di risorse flessibili quali, ad esempio, lo stoccaggio idroelettrico e le batterie e sarà quindi fondamentale prevedere sin da subito la presenza di un nuovo mercato della flessibilità (mercato *Time-Shift*) che sia complemento della Piattaforma PPA e fornisca agli operatori gli strumenti necessari (sempre con logiche di medio-lungo termine) a garantire la sostenibilità dei prodotti ivi scambiati.

¹ PPA, *Power Purchase Agreement*

A tendere, data la massiva prevalenza di rinnovabili intermittenti nel *mix* di generazione, ci attendiamo che la maggioranza dell'energia venduta in Italia sarà più naturalmente valorizzata sulla Piattaforma PPA, mentre i mercati di breve termine, sia dell'energia che dei servizi, valorizzeranno principalmente l'energia dedicata alla gestione della volatilità della domanda e delle fluttuazioni della generazione.

Il percorso implementativo disegnato deve contestualmente assicurare lo sviluppo di nuova capacità e il suo inserimento nel mercato diretto produttore-consumatore.

È chiaro, tuttavia, che oggi si sia aperto un divario significativo tra le necessità strutturali della transizione basata sulle rinnovabili e la capacità del modello di mercato attuale di garantire un'efficiente integrazione di ingenti volumi di energia *green*.

Tale situazione, richiede quindi che, ad un chiaro disegno di modello "a tendere", sia affiancata la definizione di un percorso implementativo in grado di traghettare il mercato elettrico italiano verso il suo futuro, massimizzando i vantaggi della transizione e proteggendo i consumatori da possibili distorsioni ed aumenti dei costi energetici.

Confindustria ritiene pertanto sia necessario creare un prodromo della Piattaforma PPA che stimoli la creazione di nuove rinnovabili, assicuri la vendita della loro energia secondo profili legati a quello dei consumatori e porti i benefici delle rinnovabili disaccoppiando il prezzo dalla "variabile gas".

Il MAVER (*Mercato dell'Acquisto e della Vendita di Energia Rinnovabile*) è lo strumento proposto in grado di raggiungere questi obiettivi, in quanto:

- ♦ è un mercato semi-regolato di lungo termine (a.e. 10-15 anni) di profili di generazione di nuove rinnovabili
- ♦ si articola su base zonale con contingenti fissati ex-ante dall'Autorità e da Terna, permettendo quindi di razionalizzare lo sviluppo di nuova generazione in coordinamento con lo sviluppo della rete e degli accumuli
- ♦ fornisce chiari segnali di prezzo locazionali grazie alla struttura zonale
- ♦ garantisce il raggiungimento dei *target* perché prevede la possibilità di attivare opportune aste di ultima istanza (AUI)
- ♦ permette la partecipazione sia dell'offerta che della domanda
- ♦ sarà corredato da opportuni meccanismi per facilitare la partecipazione della domanda pubblica e privata
- ♦ per favorire lo sviluppo del MAVER, i grandi operatori potrebbero svolgere su base volontaria un ruolo di *market maker* (solo lato acquisto), in linea con quanto avvenuto in passato nella fase di sviluppo di altri mercati energetici garantendo sempre la competitività nel mercato
- ♦ offre agli operatori condizioni di bancabilità molto simili agli strumenti già noti (Aste FER) anche grazie alla presenza di una controparte centrale (GSE)²
- ♦ permette di trasferire i vantaggi di stabilità ed economicità delle FER ai consumatori grazie a un sistema di controllo dei prezzi (*cap & floor*),³ garantendo quindi un effettivo disaccoppiamento dell'energia rinnovabile dal gas

² Si veda Paragrafo 2.1.1 per maggiori dettagli sulla gestione del rischio controparte nel MAVER

³ Meccanismo descritto nel paragrafo 2.1.1 e illustrato in Figura 8.

- ♦ Stimola il mercato *Time-Shift* (da attivare contestualmente al MAVER) creando la domanda di flessibilità e fornendo necessari segnali di prezzo ma limitando, attraverso il meccanismo di controllo prezzi, che le commodities influenzino i valori dei prodotti scambiati

Le caratteristiche del MAVER riflettono anche quanto emerso dall'analisi degli strumenti di supporto allo sviluppo di generazione rinnovabile fatta nei mercati rilevanti internazionali. Il successo di tali mercati è dipeso da quelle caratteristiche qui proposte⁴.

Un mercato *Time-Shift* dedicato alla flessibilità con orizzonte di medio-lungo termine sarà il complemento per la contrattazione dell'energia rinnovabile

Il MAVER e la Piattaforma PPA sono mercati dedicati alla contrattazione diretta di energia tra produttore e consumatore che tengono conto del profilo di consumo piuttosto che di quelli di produzione.

Per questo motivo è necessario che, contestualmente alla creazione dei mercati dell'energia, venga attivata anche una piattaforma di scambio (la piattaforma *Time-Shift*) di prodotti di flessibilità che permettano ai produttori di gestire i rischi connessi alla intrinseca discrepanza tra i profili di produzione e consumo.

I prodotti scambiati sul *Time-Shift* dovranno:

- ♦ avere logiche di medio-lungo termine per garantire coerenza con i prodotti di energia scambiati su MAVER (e successivamente su Piattaforma PPA) e fornire gli strumenti necessari per favorire la bancabilità dei progetti rinnovabili
- ♦ fornire uno spettro ampio di tipologie di prodotto che incontri le diverse necessità di copertura del rischio dei diversi operatori
- ♦ fornire i corretti segnali di prezzo per stimolare lo sviluppo di tecnologie flessibili *green* quali accumuli idroelettrici e batterie

MAVER, *Time-Shift* ed in seguito Piattaforma PPA, dovranno offrire prodotti che stimolino l'interesse dei produttori e dei consumatori in modo da ottimizzare⁵ lo scambio di energia rinnovabile e massimizzare i benefici per il sistema.

La gestione del bilanciamento e dei servizi di sicurezza per il sistema - breve termine e lungo termine - devono evolvere conseguentemente

Contestualmente a questi nuovi strumenti sarà inoltre necessario modificare i mercati esistenti in modo da accomodare il modello a tendere, in particolare:

- ♦ il mercato dei servizi di dispacciamento dovrà evolvere in linea con gli indirizzi europei e nazionali, promuovendo diversificazione, piena integrazione e maggiore visibilità di risorse per il TSO e del loro valore per gli operatori

⁴ I risultati di dettaglio dell'analisi sono presentati nell'Allegato B.1.1.

⁵ In questo senso, la liquidità del mercato *Time-Shift* sarà sostenuta anche dalla domanda di prodotti profilati del MAVER e dagli accumuli approvigionati tramite aste come previsto dagli indirizzi legislativi (DLgs 8/11/2021, n.210, art. 18).

- ♦ il mercato della capacità affiancherà quelli dell'energia e delle aste per i grandi accumuli come lo strumento deputato ad assicurare l'adeguatezza, laddove le condizioni di mercato falliscano nel fornire le condizioni economiche necessarie a garantire l'economicità degli impianti (nuovi ed esistenti), e sarà aggiornato nella sua natura estendendone la finalità ad obiettivi di flessibilità al fine di facilitare ed ottimizzare la transizione ecologica

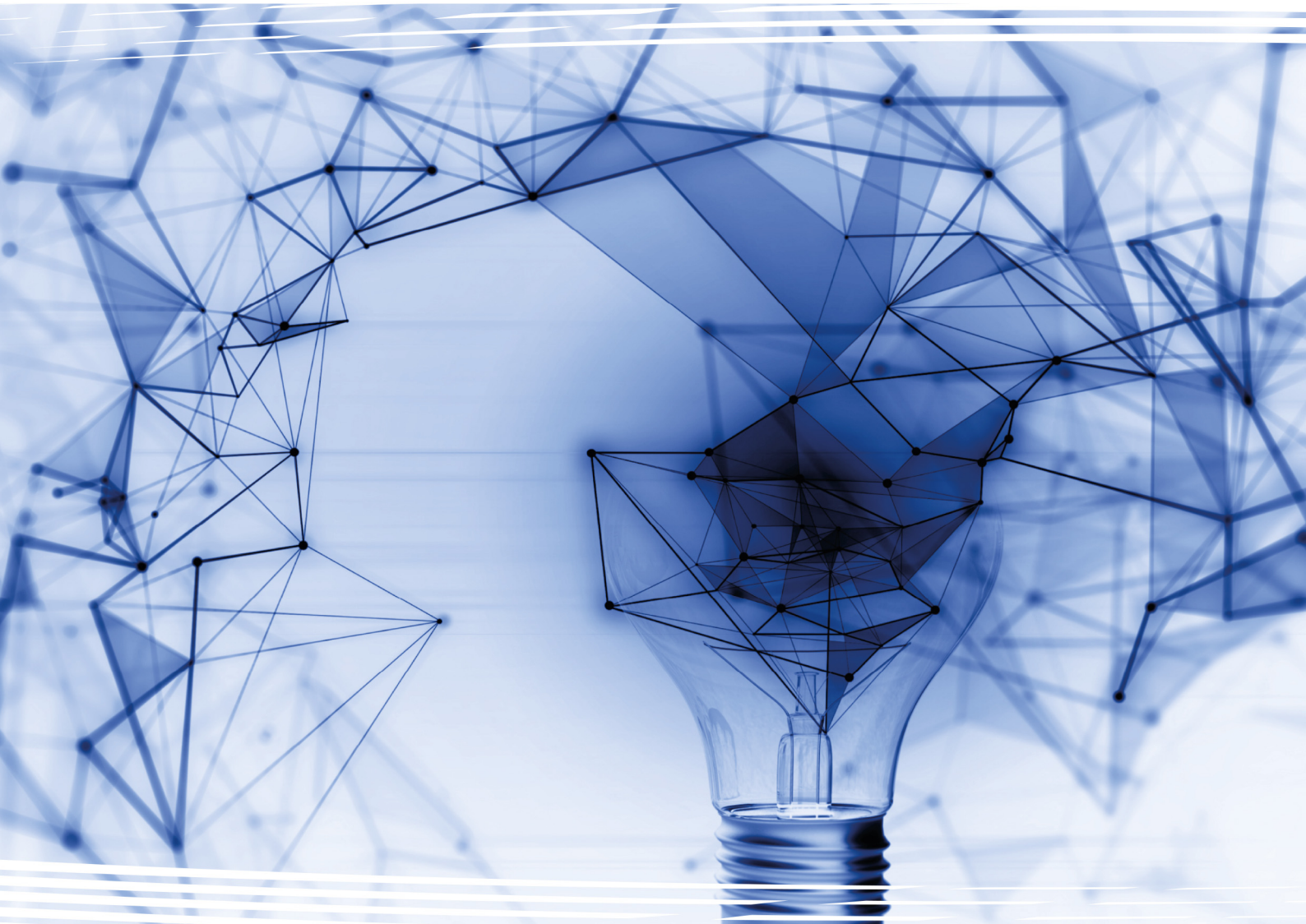
Un coordinamento tra gli operatori della rete nazionale e le reti di distribuzione sarà necessario per integrare le risorse di generazione e di flessibilità

A fronte di una crescente penetrazione di risorse distribuite (sia di generazione che di flessibilità), è necessario che il mercato ne assicuri lo sviluppo e la migliore integrazione in quanto rappresentano un mezzo fondamentale per la transizione del sistema elettrico.

Per far sì che questo avvenga, deve esserci una evoluzione di quella che è oggi la gestione operativa e dei servizi nelle reti di trasmissione e distribuzione con l'obiettivo di:

- ♦ preservare la sicurezza delle reti garantendo che non sussistano rischi né per la sicurezza del sistema elettrico nazionale né per la reti locali
- ♦ massimizzare l'economicità per il sistema ovvero garantendo che lo sviluppo e l'integrazione delle risorse distribuite avvenga al minimo costo
- ♦ garantire la concorrenzialità sui mercati limitando distorsioni ed inefficienze.

1. UN NUOVO MODELLO DI MERCATO PER GARANTIRE LA TRANSIZIONE ECOLOGICA



1.1 Il contesto attuale e le principali criticità nello sviluppo di un mercato verde e sostenibile

Il peccato originale del modello di mercato europeo

Il modello di mercato elettrico prefigurato dall'Unione Europea (il "*Target Model*") aveva come finalità la creazione di un mercato unico dell'energia che, grazie anche ad una elevata capacità di interconnessione, fosse in grado di livellare il più possibile le differenze di prezzo nei diversi Stati Membri. Tuttavia, la sua concezione nasceva in un contesto diverso in cui il maggior beneficio si traeva dalla capacità del mercato di ottimizzare economicamente ed ecologicamente⁶ l'utilizzo delle diverse fonti e tecnologie disponibili (carbone, olio combustibile, gas, nucleare, idroelettrico) rispetto ai loro costi di produzione.

A partire dal primo piano del 2010 (*National Renewable Energy Action Plan*, NREAP), la sempre maggiore urgenza di promuovere la sostenibilità e l'indipendenza del sistema elettrico europeo ha portato ad un rapido sviluppo delle tecnologie rinnovabili. Tra queste, il solare fotovoltaico e l'eolico sono quelle che meglio hanno risposto a queste due esigenze e su di loro è stato fondato il processo di decarbonizzazione del sistema di generazione europeo.

Questo ha implicato che gli Stati Membri implementassero politiche di riforma dei mercati esistenti finalizzate all'integrazione nel sistema elettrico di un'ingente capacità rinnovabile rispettando i tempi sempre più stretti dettati dai crescenti *target* di decarbonizzazione.

Tuttavia, le tecnologie rinnovabili in questione differiscono strutturalmente da quelle per cui il modello attuale di mercato era stato pensato, in quanto:

- ♦ non sono programmabili come gli impianti tradizionali, ovvero non sono in grado di "inseguire" la variazione della domanda (sono dette "intermittenti")
- ♦ hanno un costo variabile di generazione sostanzialmente nullo e non hanno emissioni di CO₂.

Fintantoché la penetrazione delle fonti "intermittenti" è rimasta sufficientemente contenuta, la loro convivenza in un unico mercato con le tecnologie tradizionali è stata possibile nonostante le chiare distorsioni intrinseche ai diversi meccanismi di approvvigionamento fin qui utilizzati in Europa. Infatti, la matrice comune delle soluzioni finora adottate è stata un approvvigionamento sul lungo termine tramite incentivi *pay-as-produced*⁷ e la contestuale vendita dell'energia rinnovabile sui mercati *spot* esistenti portando alla sopracitata contraddizione di non poter trasferire ai consumatori il vantaggio di economicità, stabilità e sostenibilità. Quindi, da un lato non si è potuto sfruttare pienamente il vantaggio del costo basso e stabile delle rinnovabili e, dall'altro, si è messa in difficoltà la sostenibilità degli investimenti nelle tecnologie tradizionali fino alla necessità di introdurre, in diversi mercati europei, meccanismi dedicati per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (a.e. *Capacity Market*).

È ormai chiaro che il cambio di passo sul fronte della transizione debba avvenire non solo attraverso maggiori investimenti in nuovi impianti FER, ma anche attraverso una riforma sostanziale del *market design*.

⁶ Tramite il costo di emissione della anidride carbonica (CO₂).

⁷ Remunerazione non basata su un profilo predefinito di produzione, ma sull'effettiva energia immessa nel sistema.

Il market design italiano deve essere profondamente riformato se vuole accelerare l'integrazione delle rinnovabili in linea con i target FER.

In Italia, contestualmente alla progressiva integrazione del mercato con quelli europei, la crescente transizione ecologica ha portato alle medesime contraddizioni che hanno afflitto sostanzialmente tutti i mercati del vecchio continente.

Dopo una forte accelerazione negli anni 2009-2012 grazie agli incentivi disponibili, lo sviluppo di rinnovabili è entrato in un sostanziale periodo di stagnazione anche dovuto ad un inefficiente iter autorizzativo per i nuovi impianti (Figura 1).

Tuttavia, ai sempre più spingenti *target* di penetrazione rinnovabile, che sono passati da un incremento richiesto medio annuo di circa 1.5 GW/anno del NREAP (*National Renewable Energy Action Plan*)⁸ nel 2010, ai circa 3 GW/anno del PNIEC nel 2019⁹ (crescita incrementale che presumibilmente aumenterà in vista delle aspettative dei pacchetti "Fit For 55" del 2021 e REPowerEU del 2022), non sono seguiti i necessari interventi per creare le condizioni di mercato necessarie a garantire una risposta adeguata del sistema elettrico.

Infatti, da un lato i processi autorizzativi non sono ancora in grado di garantire l'accelerazione richiesta e, dall'altro, il modello di mercato non è in grado di integrare efficacemente ingenti quantitativi di energia rinnovabile intermittente.

Tutti gli schemi di incentivazione utilizzati finora non permettono il coinvolgimento integrato della generazione e del consumo, dato che è la sola generazione a potervi partecipare. Questo crea distorsioni nel mercato poiché, mentre la generazione (rinnovabile) è in grado di vendere la propria energia con orizzonti temporali di lungo termine, il consumatore si deve avvalere di mercati di breve o medio termine¹⁰ e rimane esposto alla volatilità dei prezzi delle *commodity* (gas e CO₂). Infatti, anche se il gas copre solamente il 40% circa della generazione totale, esso ha un'influenza molto elevata nella determinazione del prezzo dell'elettricità¹¹.

⁸ Il piano prevedeva il raggiungimento del 26% di generazione rinnovabile (GW) al 2020, *target* di fatto già raggiunto nel 2012 attraverso un aumento di 17 GW di FER dal 2010 (vedi Figura 1).

⁹ Il piano prevedeva il raggiungimento del 55% di generazione rinnovabile al 2030, raggiungendo una capacità totale FER di 95 GW, rispetto ai 59 GW del 2019.

¹⁰ *Spot* nell'MGP e solamente per alcuni anni nei mercati *forward*.

¹¹ L'indicatore di prezzo principale del mercato italiano è il prezzo MGP, basato sul *System Marginal Price*, calcolato sul prezzo marginale della tecnologia più costosa. Questo in Italia si traduce in prezzi MGP dominati dal prezzo marginale del gas che risulta essere la tecnologia che fissa il prezzo finale per la maggior parte delle ore.

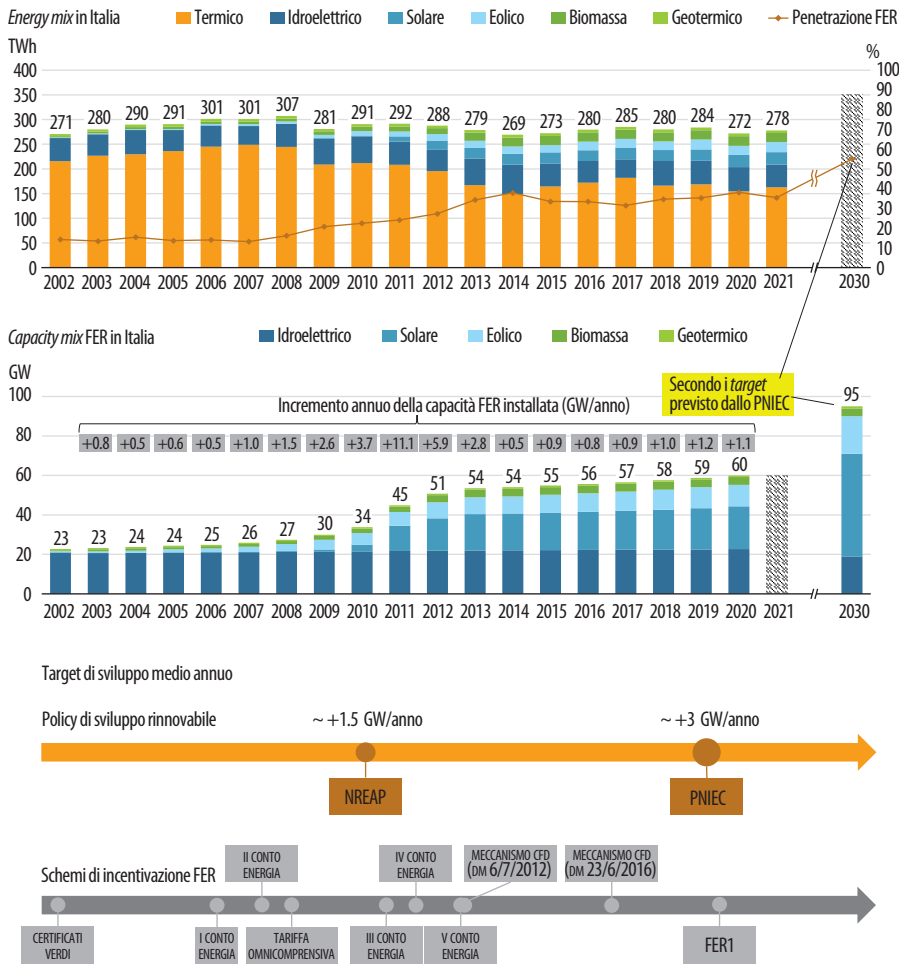


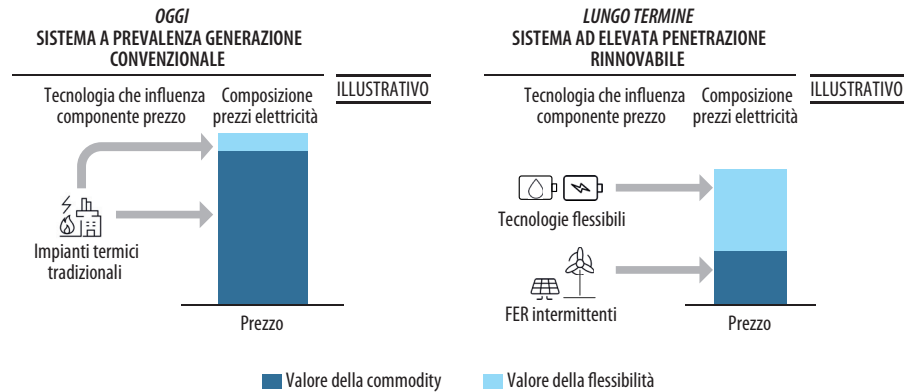
Figura 1
Storico e target al 2030 dell'energy mix, della capacità FER installata in Italia, policy di sviluppo e schemi di incentivazione per le FER

Fonte: energy mix e capacità storica – Terna, penetrazione FER e capacità 2030 – Target PNIEC. | Nota: i target al 2030 saranno aggiornati con l'uscita dei nuovi scenari Terna-Snam

Un modello di mercato efficace ha in primo luogo la necessità di essere disegnato rispetto alle caratteristiche intrinseche del sistema di generazione sottostante. In un sistema a prevalenza di generazione convenzionale (Figura 2, a sinistra) gli impianti sono in grado di fornire sia l'energia che la flessibilità necessaria per "inseguire" la domanda (ovvero, sono detti programmabili). In questo caso, quindi, il valore dell'elettricità è legato principalmente al costo della produzione di energia.

In un sistema a prevalenza di generazione (rinnovabile) intermittente (Figura 2), dove non esiste corrispondenza tra quando l'energia viene richiesta dal consumatore e quando questa viene prodotta, il valore dell'elettricità rifletterà maggiormente il costo della flessibilità che, necessariamente, dovrà essere fornita da altre tecnologie dedicate a questo scopo (a.e. accumuli idroelettrici e batterie).

Figura 2
Evoluzione attesa della composizione dei prezzi dell'elettricità



Fonte: AFRY | Nota: omettendo i costi di rete

Si introduce quindi una dicotomia nella struttura del *mix* di generazione del futuro sistema elettrico italiano: da un lato gli impianti deputati alla generazione di elettricità, ma incapaci di adattarla alle necessità dei consumatori, dall'altra le tecnologie di stoccaggio, incapaci di produrre energia, ma perfette per fornire la necessaria flessibilità al sistema. Pertanto, poiché rinnovabili intermittenti e risorse flessibili hanno modelli di funzionamento diversi tra loro, è necessario che la stessa dicotomia tecnologica si traduca in una dicotomia dei mercati e nell'implementazione di un nuovo modello dove:

- ♦ generazione e domanda possano scambiare liberamente profili di energia rinnovabile (coerenti con il consumo) con contrattualizzazioni sul lungo termine e prezzi che riflettano il reale costo di generazione da FER
- ♦ energia e flessibilità siano commercializzate separatamente attraverso mercati che forniscano i corretti segnali di prezzo alle diverse risorse.

In questo modo si potrà garantire una corretta integrazione delle rinnovabili, trasferendo i vantaggi della loro economicità e stabilità al consumatore¹² e, allo stesso tempo, fornendo i corretti segnali di prezzo per gli investitori in entrambe le tipologie di infrastrutture.

Il disaccoppiamento del mercato dell'energia rinnovabile dal gas è necessario per garantirne una integrazione efficiente

Per garantirne l'economicità, è necessario ripensare il disegno di mercato rispetto alle caratteristiche del sistema elettrico previsto dalla transizione ecologica: da un lato la generazione rinnovabile non programmabile (o intermittente) incapace di adattarsi alle necessità dei consumatori, e dall'altro le tecnologie in grado di fornire la flessibilità necessaria per adattare la generazione alla domanda.

Fino ad oggi le rinnovabili intermittenti sono state considerate alla stregua delle tecnologie convenzionali e la loro energia "acquistata" con logiche di lungo termine (gli incentivi) ma "venduta" nel breve termine sui mercati. Questo specifico meccanismo non favorisce il trasferimento completo dei vantaggi di economicità e stabilità di costo delle rinnovabili ai consumatori.

Per permettere una corretta integrazione delle fonti rinnovabili è quindi necessario disaccoppiarle dai mercati di breve termine e dal gas.

¹² Dato che il costo di generazione degli impianti rinnovabili è legato principalmente al costo di investimento, nel lungo termine, il costo *commodity* è vicino al costo di generazione di lungo periodo (*Levelised Cost of Energy, LCOE*) delle rinnovabili, inferiore rispetto alle tecnologie convenzionali e indipendente da qualsiasi variabile esogena come, ad esempio, il prezzo dei combustibili fossili.

Tuttavia, in un sistema basato sulle FER, emerge una nuova necessità strutturale per garantire che la transizione avvenga in modo efficiente: la pianificazione della rete di trasmissione e distribuzione deve essere strettamente correlata a quella della generazione rinnovabile e degli accumuli.

Infatti, le FER non sono in grado di produrre energia quando è necessaria (la generazione è intermittente e non segue il profilo di domanda) ma sono anche principalmente localizzate al Sud, dove si concentrano le risorse naturali solari ed eoliche, e non al Nord, dove si concentra il consumo. Nell'attuale modello di mercato e con una penetrazione rinnovabile non ancora massiva, i segnali locazionali di prezzo sono troppo deboli, per cui gli investimenti degli operatori si concentrano dove le risorse sono più abbondanti. Spetta quindi al TSO e ai DSO il compito di "rispondere" con elevati investimenti di rete per permettere l'evacuazione dell'energia e la gestione dell'intermittenza senza tuttavia disporre delle risorse di flessibilità necessarie (sono del tutto assenti corretti segnali di prezzo per gli investimenti in accumuli).

Pertanto, per evitare gravi inefficienze nel transitorio, il modello di mercato dovrà dotarsi di strumenti adeguati che permettano un controllo coordinato dello sviluppo nelle tre direttrici: FER, accumuli e reti.

Dovrà inoltre essere garantito che il passaggio al nuovo mercato non crei distorsioni nei mercati esistenti e al contempo non stravolga il loro funzionamento¹³. Saranno quindi necessari strumenti di monitoraggio attraverso i quali le Autorità competenti (a.e. ARERA e AGCM) possano garantire la concorrenzialità e correggere eventuali distorsioni.

1.2 La proposta di Confindustria per un nuovo modello di mercato

Seguendo i razionali identificati, al fine di raggiungere il sistema decarbonizzato prospettato, è necessario modificare la struttura dei mercati dell'energia (Figura 3).

È necessario definire e implementare due nuovi mercati strutturati:

- ♦ una piattaforma di contrattazione a medio-lungo termine - Piattaforma PPA dedicata all'energia rinnovabile dove si negoziano contratti di energia pluriennali a profili *standard* coerenti con la domanda
- ♦ un nuovo mercato della flessibilità (*Time-Shift*), che, attraverso l'utilizzo di risorse flessibili verdi quali batterie e idroelettrico, consenta alla generazione intermittente di fornire per lo stesso periodo di tempo contrattuale, i profili di energia negoziati nella Piattaforma PPA.

In un *mix* generativo dominato dalle rinnovabili, la Piattaforma PPA sarà il mercato principale per lo scambio di energia e fornirà i corretti segnali di prezzo agli investitori.

Il mercato *Time-Shift* permetterà la sostenibilità dei prodotti della Piattaforma PPA "completando", da un lato i segnali di prezzo e dall'altro, insieme ai mercati di breve e i mercati ancillari, i segnali di prezzo per le risorse flessibili.

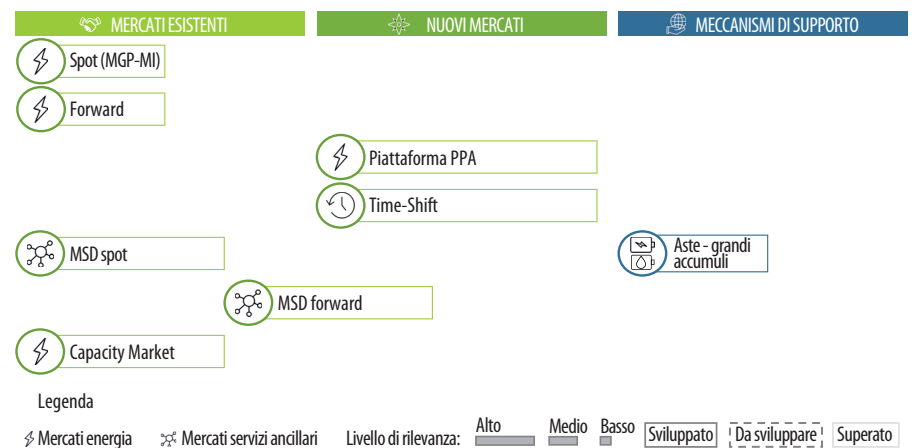
I mercati di breve termine dell'energia (del "giorno prima" ed infra-giornaliero) saranno meno rilevanti per la valorizzazione dell'energia e più focalizzati su un

¹³ Tale da frenare gli investimenti in nuovi impianti rinnovabili.

ruolo di aggiustamento e bilanciamento. Saranno adattati sia il mercato dei servizi ancillari¹⁴ che gli strumenti per assicurare l'adeguatezza del sistema¹⁵. In particolare:

- ♦ l'attuale mercato dei servizi ancillari dovrà essere affiancato da una piattaforma di scambio di prodotti *Forward* che sia in grado di assicurare la sicurezza del sistema con logiche di programmazione di lungo termine per il TSO e dando agli operatori di mercato maggior visibilità sulle marginalità attese
- ♦ le aste grandi accumuli già previste dall'art.18 del Decreto Legislativo 8/11/2021, n.210, per garantire un rapido sviluppo delle risorse flessibili necessarie alla transizione, continueranno a sostenerne lo sviluppo con logiche basate su volumi "low regret" (cioè supportando la capacità addizionale solo se altrimenti non stimolabile dalle condizioni di mercato)
- ♦ il *Capacity Market* continuerà a rimanere lo strumento deputato ad assicurare l'adeguatezza del sistema qualora ci dovesse essere un comprovato bisogno di capacità per adeguatezza e una contestuale necessità di remunerare la capacità richiesta.

Figura 3
Il nuovo modello di mercato



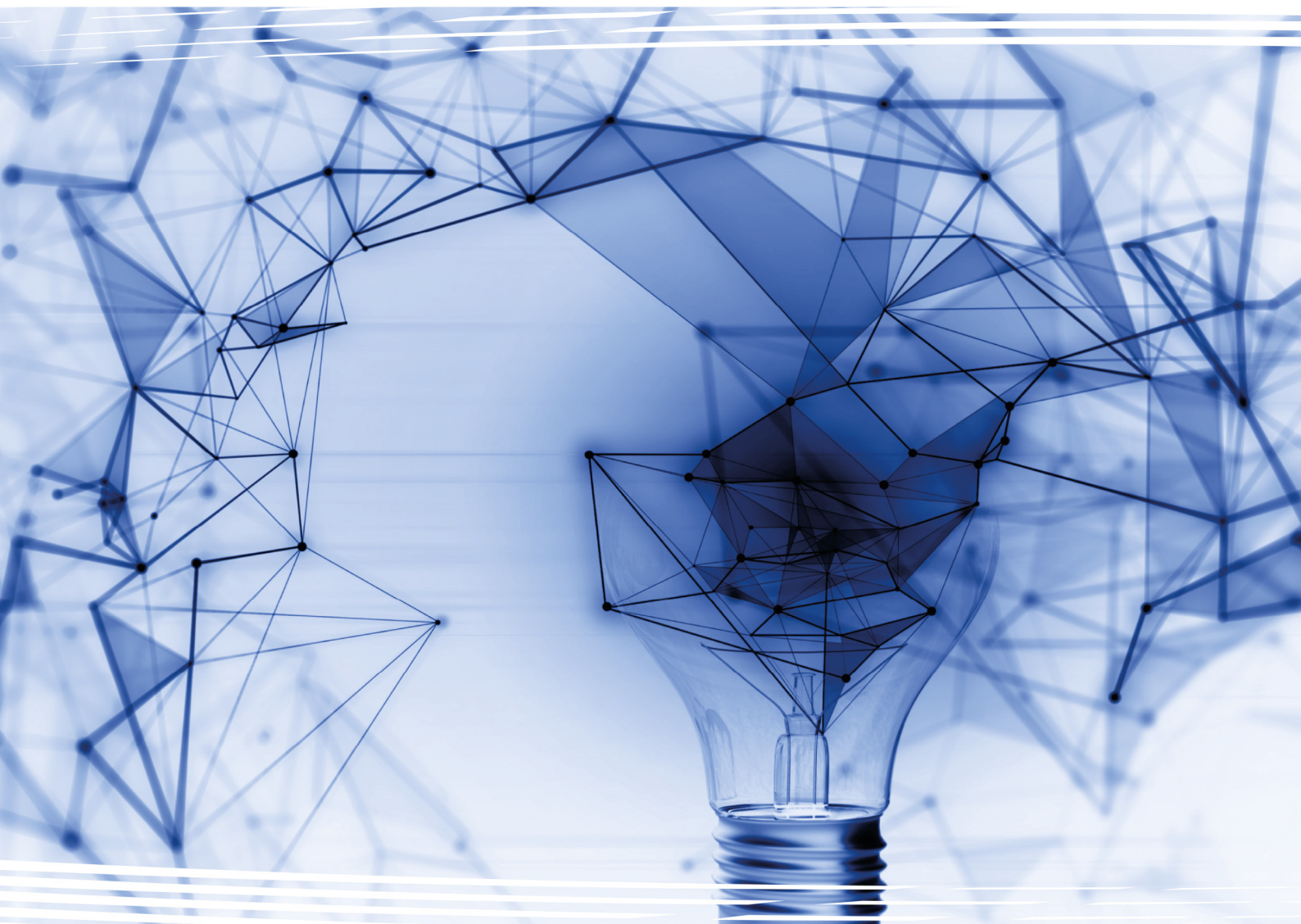
Condizione sine qua non per implementare il modello è garantire che i processi autorizzativi per i nuovi impianti e per gli interventi di repowering – rinnovabili e accumuli - siano sufficientemente rapidi per tenere il passo con gli obiettivi di decarbonizzazione. In quest'ottica, oltre agli strumenti già definiti nell'impianto legislativo attuale, Confindustria presenta ulteriori proposte di leve di efficientamento per la soluzione delle problematiche autorizzative, riportate in dettaglio nell'Allegato A.1.

Vista l'attuale distanza dal modello indicato dell'attuale modello in essere, diventa fondamentale definire un percorso implementativo efficace che viene presentato nella prossima sezione.

¹⁴ Si veda il capitolo 2.2.1

¹⁵ Si veda il capitolo 2.2.2

2. IL PIANO DI IMPLEMENTAZIONE PER REALIZZARE IL NUOVO MODELLO DI MERCATO



Oggi c'è un divario significativo tra le necessità strutturali della transizione basata sulle rinnovabili e la capacità del modello attuale di garantire un'efficiente integrazione di ingenti volumi di energia *green*.

Tale situazione, esasperata anche dagli eventi degli ultimi anni, richiede quindi che, a fianco di un chiaro disegno di modello presentato nel Paragrafo 1.2 sia affiancata la definizione di un percorso implementativo in grado di traghettare il mercato elettrico italiano verso il suo futuro, massimizzando i vantaggi della transizione e proteggendo i consumatori da possibili distorsioni ed aumenti dei costi energetici.

La proposta¹⁶ di implementazione, di seguito illustrata, consentirà di arrivare in maniera virtuosa al nuovo futuro disegno di mercato intervenendo su tre macro aree:

- ♦ sviluppo FER e risorse flessibili
- ♦ riforma dei mercati esistenti
- ♦ coordinamento TSO-DSO

È importante sottolineare che per arrivare in modo efficace a definire il futuro disegno di mercato sarà necessaria un'evoluzione graduale. Partendo dai mercati e meccanismi di supporto esistenti (o già previsti) sarà necessario passare, nel transitorio, attraverso l'introduzione di nuovi strumenti che siano in grado di armonizzare le significative novità del modello a tendere con la necessità di un percorso efficiente ma quanto più possibile veloce.

In Figura 4 è rappresentato l'assetto dei mercati e dei meccanismi di supporto presenti ad oggi e previsti per il prossimo futuro (fino a fine 2023) dalle normative in vigore. Nel contesto italiano attuale, i mercati dell'energia *spot* (MGP/MI) rappresentano i vettori predominanti per lo scambio di energia elettrica tra generazione e domanda, mentre lo scambio attraverso contratti di lungo termine, stipulati attraverso PPA bilaterali, prodotti *forward* ed anche attraverso la nuova Bacheca PPA¹⁷, rappresentano una quota minoritaria dei volumi scambiati.

In maniera analoga, i mercati MSD/MB *spot* ricoprono un ruolo predominante per quanto riguarda l'offerta di servizi per la rete, mentre il *procurement forward* di risorse è realizzato solo all'interno dei progetti pilota, ancora in fase di sviluppo, lanciati dalla Delibera 300/2017/R/eel (si veda Paragrafo 2.2.1 per maggiori dettagli).

Per gli anni 2022-2024, il fabbisogno di adeguatezza del sistema è garantito attraverso il *Capacity Market*, meccanismo in grado di fornire i giusti segnali di prezzo di lungo termine per sostenere gli impianti esistenti ed i nuovi investimenti.

Infine, i meccanismi a supporto presenti e prospettati nel prossimo futuro sono rappresentati:

- ♦ dalle aste FER (odierne FER1 e nuove aste per le rinnovabili previste all'articolo 28 del Dlgs 199/2021) che affiancheranno lo sviluppo di impianti rinnovabili *merchant* (fino ad esaurimento del piano quinquennale in via di emanazione da parte del MiTE ai sensi del DLgs 199/2021 rimarranno in vigore gli attuali meccanismi di asta GSE, nel cui ambito verrà però prevista la

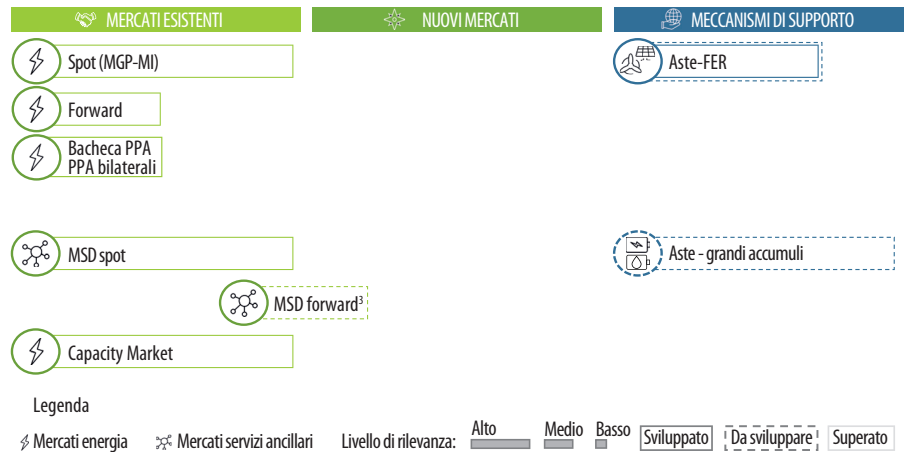
¹⁶ La proposta tiene in conto di quanto previsto dal Dlgs 199/2021 - Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 - e dal Dlgs 210/2021 (Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019).

¹⁷ Predisposta dal GME in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 28 del Dlgs 199/2021.

possibilità di acquisizione di prodotti anche profilati. I cap dei prezzi a base d'asta e le tariffe dovranno essere periodicamente rivisti al fine di tenere conto delle evoluzioni di Capex e Opex)

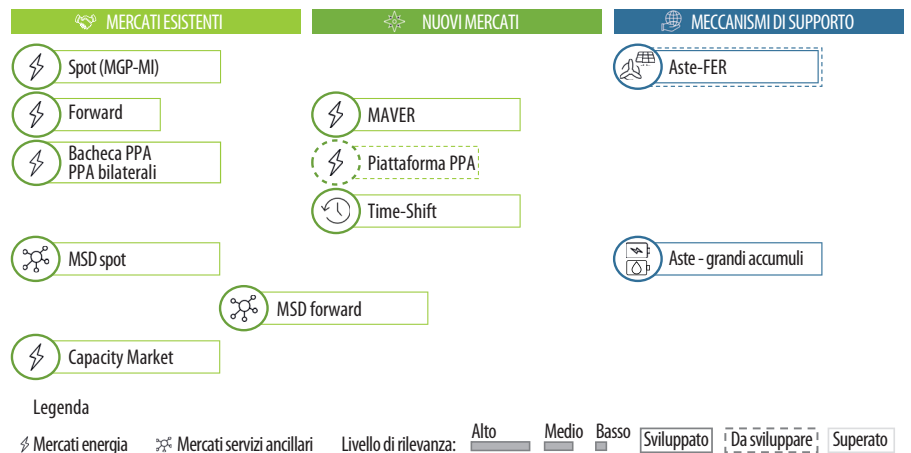
- ◆ dalle aste grandi accumuli previste dal DLgs 8/11/2021, n.210, art. 18, attuativo della direttiva UE 944/2019, fondamentali per lo sviluppo di sistemi di accumuli in grado di sostenere il fabbisogno di flessibilità del sistema al crescere della generazione rinnovabile e a fronte dell'uscita degli impianti termici.

Figura 4
Aspetto dei mercati e dei meccanismi di supporto - oggi e sviluppi attesi nel prossimo futuro



In Figura 5 è rappresentato l'assetto dei mercati e dei meccanismi di supporto prospettati per il periodo transitorio (2024-2029).

Figura 5
Aspetto dei mercati e dei meccanismi di supporto - transitorio



Al fine di accompagnare il passaggio dai meccanismi delle aste FER (partecipate dalla sola generazione, con remunerazione *pay-as-produced* e contingenti nazionali) alla Piattaforma PPA prospettata, riteniamo necessario introdurre un mercato transitorio semi-regolato individuato nel Mercato di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile MAVER (descritto in dettaglio nel Paragrafo 2.1.1) che introduca i principi di funzionamento espressi dalla Piattaforma PPA e sia caratterizzato da:

- ◆ contratti di lungo termine di profili standard di generazione¹⁸ di nuove rinnovabili coerenti con i profili di consumo
- ◆ contingenti zionali per ottimizzazione sviluppo e segnali di prezzo locazionali
- ◆ partecipazione della domanda per l'acquisto di energia
- ◆ prezzi agganciati al reale costo delle FER (LCOE) e limitati nella variabilità (*cap & floor*)

¹⁸ A.e. profili lineari come *baseload* e *peak/off-peak* o sagomati come profili tipo PV e *wind*

Il mercato MAVER, per fornire i profili standard richiesti, stimolerà lo sviluppo di risorse flessibili per spostare l'energia da quando prodotta a quando deve essere consumata. Tale richiesta verrà soddisfatta attraverso un altro apposito nuovo mercato, identificato nel *Time-Shift* (come descritto nel Paragrafo 2.1.2) che permetterà alla generazione FER intermittente di fornire i profili di energia negoziati.

Il MAVER accelererà la transizione e garantirà un rapido decoupling delle rinnovabili dal gas

Il MAVER (*Mercato di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile*) è lo strumento proposto in grado di raggiungere questi obiettivi, in quanto:

- ◆ è un mercato semi regolato di lungo termine (a.e. 10-15 anni) di profili di generazione di nuove rinnovabili
- ◆ si articola su base zonale con contingentati fissati ex-ante dall'Autorità e da Terna e quindi permette di razionalizzare lo sviluppo di nuova generazione in coordinamento con lo sviluppo della rete e degli accumuli
- ◆ fornisce chiari segnali di prezzo locazionali grazie alla struttura zonale
- ◆ garantisce il raggiungimento dei *target* perché prevede la possibilità di attivare opportune aste di ultima istanza (AUI)
- ◆ permette la partecipazione sia dell'offerta che della domanda
- ◆ sarà corredato da opportuni meccanismi per facilitare la partecipazione della domanda pubblica e privata
- ◆ per favorire lo sviluppo del MAVER, i grandi operatori potrebbero svolgere su base volontaria un ruolo di *market maker* (solo lato acquisto), in linea con quanto avvenuto in passato nella fase di sviluppo di altri mercati energetici garantendo sempre la competitività nel mercato
- ◆ offre agli operatori condizioni di bancabilità molto simili agli strumenti già noti (Aste FER) anche grazie alla presenza di una controparte centrale (GSE)
- ◆ permette di trasferire i vantaggi di stabilità ed economicità delle FER ai consumatori grazie ad un sistema di controllo dei prezzi (*cap & floor*) garantendo quindi un effettivo disaccoppiamento dell'energia rinnovabile dal gas
- ◆ stimola il mercato *Time-Shift* (da attivare contestualmente al MAVER) creando la domanda di flessibilità e fornendo necessari segnali di prezzo ma limitando, attraverso il meccanismo di controllo prezzi, che le commodities influenzino i valori dei prodotti scambiati

Un mercato dedicato alla flessibilità con orizzonte di medio-lungo termine (Time-Shift) sarà il complemento per la contrattazione dell'energia rinnovabile

Il MAVER (e in seguito la piattaforma PPA) è un mercato dedicato alla contrattazione diretta di energia tra produttore e consumatore che tenga conto del profilo di consumo piuttosto che di quelli di produzione.

Per questo motivo è necessario che contestualmente alla creazione del mercato dell'energia venga attivata anche una piattaforma di scambio (la piattaforma *Time-Shift*) di prodotti di flessibilità che permettano ai produttori di gestire i rischi connessi alla intrinseca discrepanza tra i profili di produzione e consumo.

I prodotti scambiati sul *Time-Shift* dovranno:

- ♦ avere logiche di medio-lungo termine per garantire coerenza con i prodotti di energia scambiati su MAVER e fornire gli strumenti necessari per favorire la bancabilità dei progetti rinnovabili
- ♦ fornire uno spettro ampio di tipologie di prodotto che incontri le diverse necessità di copertura del rischio dei diversi operatori
- ♦ fornire i corretti segnali di prezzo per stimolare lo sviluppo di tecnologie flessibili *green* quali accumuli idroelettrici e batterie

MAVER, *Time-Shift* ed in seguito Piattaforma PPA, dovranno offrire prodotti che stimolino l'interesse dei produttori e dei consumatori in modo da ottimizzare lo scambio di energia rinnovabile e massimizzare i benefici per il sistema.

Limitatamente ad una fase iniziale del transitorio, si prevede di mantenere in essere le aste GSE (*pay as produced*) come indicato dal D.Lgs 199/2021¹⁹. Tali aste, tuttavia, rimarranno a tendere uno strumento residuale per garantire lo sviluppo di rinnovabili in coerenza con i *target* nazionali. Inoltre, sarà comunque necessario garantire il trasferimento ai consumatori dei vantaggi di economicità, stabilità e sostenibilità dell'energia rinnovabile così approvvigionata²⁰ dal GSE. Tale energia dovrà infatti essere resa disponibile ai consumatori qualificati (come previsto dai requisiti di accesso) tramite sessioni MAVER in solo acquisto²¹. I contratti offerti sul MAVER dovranno essere coerenti con quelli delle aste GSE in termini di volumi e durata, mentre il prezzo di vendita sarà aggiudicato attraverso aste al rialzo partendo dal prezzo contrattualizzato nelle aste GSE.

Le aste grandi accumuli continueranno a sostenere lo sviluppo di risorse flessibili, con logiche basate su volumi "low regret", finanziando cioè quella capacità addizionale, altrimenti non stimolabile dalle effettive condizioni di mercato libero, che fornisca il fabbisogno residuo per raggiungere il livello minimo di flessibilità richiesto dal sistema, supportando la liquidità del nascente mercato *Time-Shift* e, al contempo, contribuendo alla sicurezza e adeguatezza del sistema.

Per quanto riguarda i mercati dei servizi ancillari, lo sviluppo del mercato MSD *forward* assicurerà la sicurezza del sistema con logiche di programmazione di lungo termine per il TSO, offrendo inoltre agli operatori di mercato maggior visibilità sulle marginalità attese. La miglior combinazione tra *procurement* di tipo *spot* e *forward*, nel transitorio e nel lungo termine, dovrà essere valutata da parte del TSO e del Regolatore, con l'obiettivo di minimizzare i costi di approvvigionamento per il dispacciamento.

Nel transitorio, ma anche nel lungo termine, il *Capacity Market* continuerà a rimanere lo strumento deputato ad assicurare l'adeguatezza del sistema qualora ci dovesse essere un comprovato bisogno di capacità per adeguatezza ed una contestuale necessità di remunerare la capacità richiesta, prevedendo una minor rilevanza del meccanismo rispetto al breve periodo (considerando le aste già concluse che remunereranno capacità nuova con frequenza pluriennale e quella esistente per gli anni di consegna 2022, 2023 e 2024).

¹⁹ Il D.Lgs 199/2021, in linea con la RED II, prevede la pianificazione di meccanismi di supporto alle FER fino al 2030. L'efficace implementazione del disegno di mercato proposto dovrebbe rendere marginale l'adozione di schemi d'incentivazione tradizionali, pur garantendo meccanismi di salvaguardia per il raggiungimento degli obiettivi FER come le AUI e sessioni MAVER dedicate alle tecnologie innovative (per quest'ultime si veda Paragrafo 2.1.1).

²⁰ Ad oggi la generazione FER è in grado di vendere la propria energia con orizzonti temporali di lungo termine attraverso i meccanismi d'asta, mentre il consumatore da un lato si deve avvalere di mercati di breve o medio termine e dall'altro rimane esposto alla volatilità dei prezzi delle *commodity*.

²¹ Si intendono delle sessioni di mercato MAVER in cui l'offerta è fissata in anticipo ed a cui possono partecipare soltanto gli operatori in acquisto.

Raggiunta la sufficiente liquidità sui mercati di energia MAVER e flessibilità *Time-Shift* verrà introdotta la nuova Piattaforma PPA che consentirà lo scambio dell'energia secondo i principi di libero mercato, su orizzonti temporali differenti e per qualsiasi capacità, esistente o nuova. In questa piattaforma convoglieranno sia i contratti precedentemente formalizzati sul MAVER che quelli oggi negoziati bilateralmente o tramite la bacheca PPA.

Come evidenziato anche in Figura 6, nel nuovo mercato a tendere al 2030, la Piattaforma PPA diventerà il mercato principale per la compravendita di energia, sempre strettamente associato al mercato *Time-Shift* per supportare la domanda di flessibilità richiesta dai profili contrattualizzati sulla Piattaforma PPA.

In questo contesto i mercati *spot* dell'energia (MGP e MI) assumeranno un ruolo più marginale nella valorizzazione dell'energia ma più focalizzato su una funzione di aggiustamento e bilanciamento.

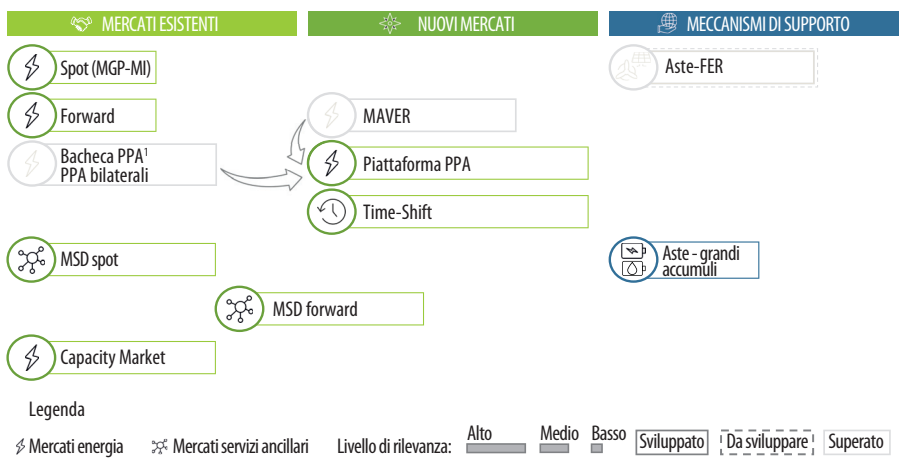


Figura 6
Assetto dei mercati e dei meccanismi di supporto - lungo termine

Si prevede che la rilevanza delle aste grandi accumuli diminuisca nel lungo termine rispetto al transitorio a seguito dello sviluppo di capacità flessibile *merchant* stimolato dai mercati Piattaforma PPA e *Time-Shift*. In ogni caso, l'eventuale contingente sarà determinato sempre su volumi "low regret" in base allo sviluppo effettivo degli accumuli, al fine di assicurare il fabbisogno residuo di flessibilità richiesto dal sistema.

Nei seguenti paragrafi vengono presentate nel dettaglio le proposte sopra introdotte.

2.1 Il percorso di implementazione della Piattaforma PPA: MAVER, *Time-Shift*

2.1.1 La nuova piattaforma MAVER: definizione e principi di funzionamento

L'obiettivo del MAVER è di introdurre in fase di transitorio le condizioni per la creazione di un libero mercato PPA che abbia sufficiente liquidità per svincolare il prezzo dell'elettricità dalle fonti fossili convenzionali, permettendo ai consumatori di beneficiare del minor costo di produzione dell'energia. Il disegno del nuovo mercato MAVER e dei rispettivi principi fondamentali di funzionamento presentato di seguito è stato realizzato anche attraverso il supporto di una approfondita analisi di *benchmark* dei principali meccanismi d'asta per lo sviluppo delle FER che hanno riscontrato maggior successo nel panorama mondiale. I risultati di tale *benchmark* e le relative *lesson learned* sono disponibili all'interno dell'Allegato B.1.1.

Il MAVER prevede lo svolgimento periodico di sessioni di mercato semi-regolate a livello zonale per lo scambio di prodotti finanziari su base pluriennale (a.e. 10-15 anni) con sottostante energia FER a profilo standard. Alle sessioni MAVER possono accedere sia i produttori, offrendo necessariamente energia prodotta da nuovi impianti FER *stand-alone* o in co-locazione con sistemi di accumulo, sia i consumatori e la domanda, inclusi *trader* e *retailer*. Il MAVER sarà corredato da opportuni meccanismi per facilitare la partecipazione della domanda pubblica e privata; per favorirne ulteriormente lo sviluppo, i grandi operatori potrebbero svolgere su base volontaria un ruolo di *market maker lato acquisto*, in linea con quanto avvenuto in passato nella fase di sviluppo di altri mercati energetici garantendo sempre la competitività nel mercato.

Le sessioni MAVER avranno luogo nel corso dell'anno secondo una frequenza predefinita (a.e. trimestrale) e secondo un calendario divulgato con sufficiente anticipo ai soggetti coinvolti. I partecipanti al MAVER avranno inoltre visibilità in merito ai volumi ed ai profili disponibili per ogni sessione, determinati *ex-ante* su base quinquennale²² da Enti governativi (a.e. MiTE) in collaborazione con il Gestore della rete elettrica nazionale (Terna). Volumi e profili disponibili saranno definiti su base zonale tenendo in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione prefissati e secondo una logica di minimizzazione dei costi di integrazione della nuova capacità nel sistema elettrico nazionale.

A tutela delle parti coinvolte si propone che il MAVER sia gestito centralmente da una controparte pubblica (a.e. GSE) che ne garantisca il funzionamento e gestisca il rischio di controparte²³, contrattualizzando sia i produttori che i consumatori. In questo modo sarà sempre garantito l'acquisto/vendita dell'energia contrattualizzata anche in caso di *default* da parte del consumatore/produttore. Devono quindi essere predisposti *framework* contrattuali standard per facilitare la gestione amministrativa del nuovo mercato e per introdurre modelli di riferimento per accordi bilaterali conclusi in un contesto di libero mercato, che in futuro rappresenteranno, tramite la Piattaforma PPA, la via principale di accesso al mercato²⁴.

Il MAVER prevede la stipula di contratti per lo scambio di prodotti finanziari, in modo che i mercati esistenti non vengano modificati (Figura 7). Sia produttori che consumatori continueranno a vendere e acquistare i volumi effettivi a mercato, ricevendo e pagando i rispettivi prezzi formati sul mercato *spot*. A fine anno il produttore aggiudicatario riceverà (o verserà) dal (al) gestore del mercato (a.e. GSE), il differenziale tra prezzo aggiudicato (PS^P), e prezzo medio *spot* sul profilo standard ($P_{avg, MGP}$) per i volumi aggiudicati V_{MAVER}^P . Il consumatore aggiudicatario, a fine anno, verserà (o riceverà) al (dal) gestore del mercato (a.e. GSE), il differenziale tra prezzo aggiudicato (PS^P) e prezzo medio *spot* sul profilo standard ($P_{avg, MGP}$) sui volumi aggiudicati V_{MAVER}^D .

²² In linea con quanto previsto nel DLgs 199/2021 – Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018.

²³ La controparte centralizzata avrà il compito di definire regole di partecipazione che minimizzino il rischio di controparte ed i costi di gestione

²⁴ La Piattaforma PPA includerà gli strumenti attuali quali la bacheca PPA e consentirà la stipula di contratti Bilaterali tra gli operatori.

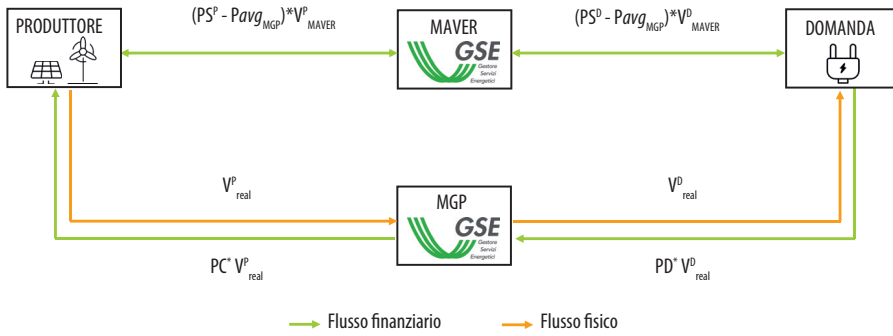


Figura 7
Schema di funzionamento MAVER, punto di vista gestore mercato (GSE)

Fonte: AFRY | Note: Ipotizzato in questo esempio, per maggior semplicità, periodi di price settlement e di conguagli su base annuale. Potrebbero essere adottati anche periodi inferiori, a.e. mensili in continuità con FER1; PC - Prezzo Catturato; PD - Prezzo di acquisto della Domanda; PS - Prezzo aggiudicato MAVER; GSE - Gestore dei Servizi Energetici; $Pavg_{MGP}$ - media del prezzo spot MGP pesato sul profilo (standard) di riferimento

Il MAVER propone logiche concorrenziali, prefissandosi però l'obiettivo di limitare la volatilità dei prezzi tutelando sia il produttore, consentendo di assicurare un adeguato ritorno sull'investimento, che il consumatore, attraverso l'introduzione di appropriati limiti di prezzo.

Si prevede infatti che, prima di ogni sessione MAVER e per ogni zona di mercato devono essere stabiliti dal MiTE, con il contributo consultivo delle associazioni di settore, i riferimenti di prezzo massimo e minimo, validi sia per le offerte di vendita dei produttori che per le richieste di acquisto della domanda (Figura 8). Il prezzo massimo di riferimento, definito *strike price* (o *cap price*), deve tenere in conto delle evoluzioni dei costi di investimento e del risultante LCOE per le tecnologie coinvolte, nonché del costo opportunità per il produttore, valorizzando adeguatamente la flessibilità temporale e zonale richiesta per fornire energia verde con profilo standard prodotta da impianti FER intermittenti. Il prezzo minimo di riferimento, definito *floor price*, deve essere determinato tenendo in considerazione LCOE, costo della flessibilità e un minimo ritorno sull'investimento per il produttore.

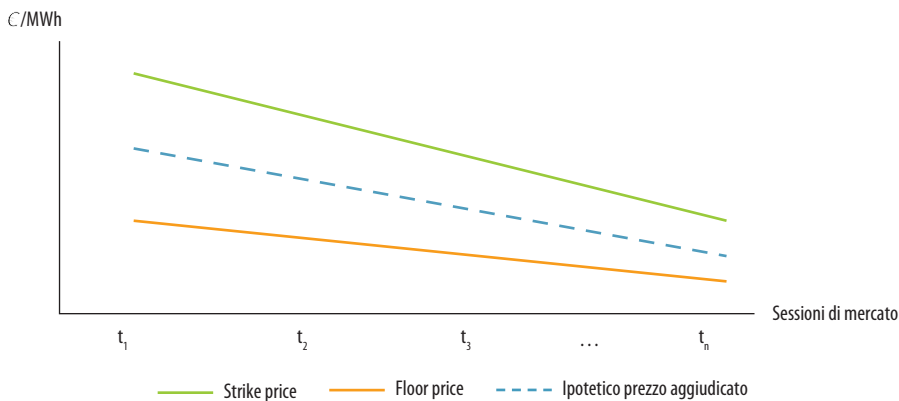


Figura 8
Evoluzione indicativa di strike price e floor price

Fonte: AFRY

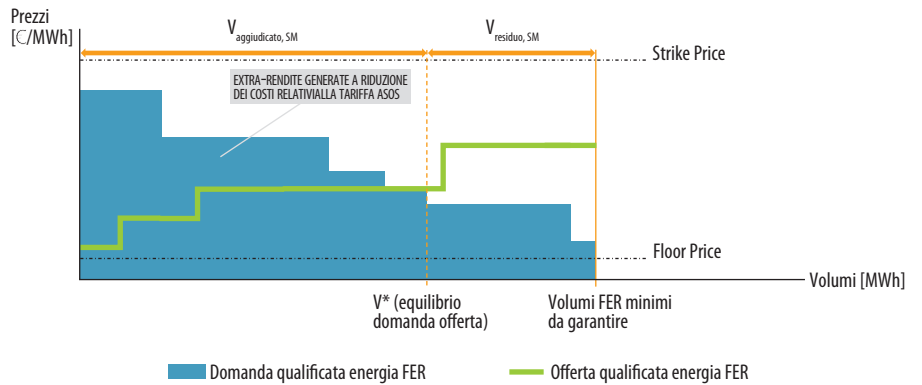
La partecipazione al MAVER è consentita a soggetti qualificati²⁵ sia lato domanda, inclusi *trader* e *retailers*, che lato offerta, ovvero produttori da impianti FER in configurazione *stand-alone* o in co-locazione con sistemi di accumulo. Gli attori coinvolti partecipano alla sessione MAVER per le zone di mercato e di profilo di interesse, sottomettendo offerte di vendita/acquisto definendone prezzo e volumi (Figura 9). Il gestore della sessione (a.e. GSE) raccoglie le offerte presentate e ne definisce il *merit order*. Fino al volume che individua il punto di equilibrio tra domanda e offerta (V^*), la controparte centrale (a.e. GSE)

²⁵ Le caratteristiche dell'operatore qualificato sono individuate dal gestore della piattaforma e/o da Terna.

sottoscrive contratti finanziari con domanda ed offerta aggiudicate alle condizioni economiche offerte. I produttori e la domanda saranno remunerati/pagheranno *pay-as-bid*.

Eventuali extra-rendite generate relative a volumi acquistati dai consumatori a prezzi superiori rispetto alle offerte di vendita aggiudicate saranno devolute alla riduzione dei costi relativi alla tariffa ASOS.

Figura 9
Funzionamento sessione di mercato MAVER



Fonte: AFRY

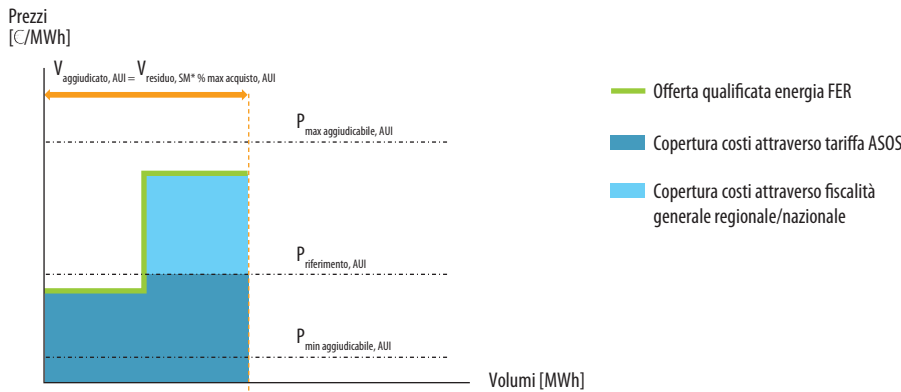
Nel contesto MAVER dovrà essere previsto che possano essere realizzati anche progetti non competitivi quali a.e. tecnologie innovative e piccoli impianti. ARERA avrà il compito di indicare eventuali maggiori necessità in caso di allontanamento dalla traiettoria.

Al fine di compensare eventuali *gap* residuali rispetto ai *target* di penetrazione rinnovabile, il GSE avrà la possibilità di lanciare successive sessioni straordinarie in funzione dell'evolversi della liquidità di offerta di energia rinnovabile definite in linea con le tempistiche previste dal *policy-maker* (a.e. MiTE). Tali sessioni, denominate Aste di Ultima Istanza (AUI), introdurranno caratteristiche differenti rispetto alle sessioni MAVER con l'obiettivo di incentivare la partecipazione al MAVER, minimizzando i volumi soggetti ad AUI.

La programmazione temporale delle AUI dovrà rimanere incerta, in modo da creare un'asimmetria informativa funzionale che introduca un fattore di rischio per i produttori. La partecipazione alle AUI sarà inoltre garantita solo ai produttori che avranno partecipato alle precedenti sessioni MAVER, al fine di supportare, in *primis*, la liquidità del MAVER stesso. Inoltre, il volume massimo aggiudicabile tramite AUI non sarà necessariamente equivalente alla quota residuale risultante dalle sessioni MAVER. Verrà definita da un ente governativo preposto (a.e. MiTE) una quota massima di acquisto ($\%_{max\ acquisto, AUI}$ a.e. 70%) al fine di introdurre un ulteriore fattore di rischio per i produttori, che non avranno completa visibilità relativamente ai contingenti disponibili. La parte eccedente al contingente definito dalla quota massima di acquisto ed eventuali volumi non aggiudicati verranno offerte in sessioni MAVER successive.

Le AUI (Figura 10) prevederanno inoltre misure volte a ridurre l'impatto sul consumatore derivante da potenziali costi aggiuntivi rispetto ai prezzi aggiudicati sul MAVER. I costi relativi ai volumi acquistati dalla Controparte Centrale e aggiudicati a prezzi inferiori ad un prezzo di riferimento ($P_{riferimento, AUI}$) definito da un organo governativo (a.e. MiTE) saranno coperti attraverso la tariffa ASOS. In caso contrario, la quota di costo eccedente rispetto al prezzo di riferimento verrà coperta attraverso la fiscalità generale su base nazionale e/o regionale, al fine di individuare ed eventualmente penalizzare le Regioni meno virtuose (a.e. in caso di evidenti ritardi lato autorizzativo).

Come per le sessioni MAVER, anche per le AUI dei riferimenti di prezzo massimo e minimo dovranno essere definiti da un organo governativo (a.e. MiTE). Tuttavia, contrariamente a quanto previsto per il MAVER, il prezzo massimo aggiudicabile ($P_{max\text{ aggiudicabile, AUI}}$) e il prezzo minimo aggiudicabile ($P_{min\text{ aggiudicabile, AUI}}$) non saranno resi noti ai produttori per introdurre un ulteriore fattore di rischio ed incentivare la partecipazione al MAVER.



Fonte: AFRY

Le offerte sottomesse sul MAVER, sia lato vendita che lato acquisto, dovranno tenere in conto del costo necessario per rendere il profilo di generazione di un impianto FER compatibile con il profilo standard contrattualizzato. I profili standard sono lo strumento capace di stimolare maggiormente lo sviluppo di risorse flessibili, sempre più de-carbonizzate, che permettono di integrare FER al minimo costo ed impatto per il sistema, stimolando lo *shift* della produzione FER direttamente, tramite investimenti in accumuli, o indirettamente, tramite approvvigionamento della flessibilità offerta su mercati secondari (a.e. *Time-Shift*), nelle ore a maggior valore per il sistema e la rete. La definizione di prodotti a profilo standard fornirà quindi segnali di prezzo più corretti alle tecnologie FER, che saranno soggette a costi diversi per l'approvvigionamento di quella flessibilità che renderà il profilo di generazione intermittente dell'impianto FER compatibile con il profilo standard contrattualizzato su MAVER.

2.1.2 Il mercato *Time-Shift*: definizione e principi di funzionamento

La necessità di gestire il rischio profilo, ovvero il bisogno di rendere il profilo di generazione dell'impianto FER compatibile con i prodotti a profilo standard venduti sui mercati (MAVER nel transitorio e Piattaforma PPA nel lungo termine), spingerà i produttori FER a dotarsi di flessibilità. Il mercato *Time-Shift* permetterà alla generazione intermittente di coprirsi dal rischio profilo e fornirà segnali di prezzo di lungo termine per la flessibilità temporale e geografica, supportando nuovi investimenti in risorse flessibili in linea con le esigenze dei produttori e del sistema.

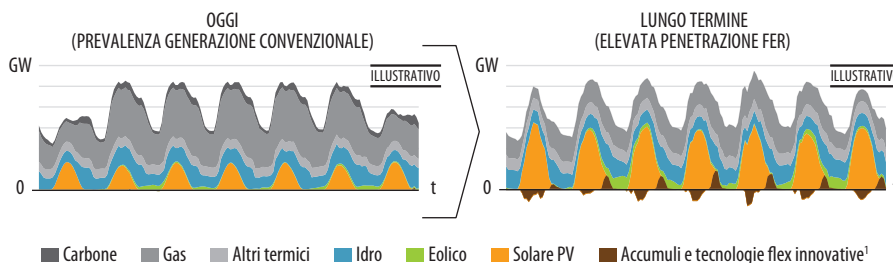
Il *Time-Shift* è quindi un mercato complementare al mercato MAVER (prima) e alla Piattaforma PPA (dopo), e dovrà prevedere prodotti di lungo termine per ogni zona di mercato compatibili con i prodotti a profilo standard negoziati. In particolare, il numero dei prodotti dovrà essere sufficiente a garantire la coerenza con i prodotti disponibili sul MAVER e poi sulla Piattaforma PPA e la numerosità deve essere tale da non inficiare la liquidità del mercato *Time-Shift*. Una sufficiente liquidità nel *Time-Shift*, da garantire anche attraverso la domanda di prodotti profilati creata sul MAVER e dall'approvvigionamento di risorse flessibili tramite aste grandi accumuli, sarà infatti fondamentale per massimizzare l'efficacia del MAVER durante il transitorio, al fine di svincolare il valore dell'energia rinnovabile dal mercato di breve termine e quindi dalle fonti fossili convenzionali (a.e. gas naturale).

Figura 10
Funzionamento Aste di Ultima Istanza (AUI)

La partecipazione al *Time-Shift* dovrà comunque essere consentita a tutte le tecnologie flessibili. Come si è anticipato, per un efficiente sviluppo del mercato MAVER è necessario disporre di un'adeguata liquidità – lato offerta – del mercato del *Time Shift*. Il progressivo sviluppo degli asset di flessibilità che concorreranno appunto all'offerta di servizi di *time shift* avverrà mediante la partecipazione – oltre che al mercato del *Time Shift* stesso – agli altri segmenti di mercato *spot* e a termine resi disponibili dal nuovo disegno di mercato (MSD *spot*, MSD a termine, *Capacity Market*.)

La neutralità tecnologica permetterà infatti un avviamento efficiente del mercato, massimizzando, in una prima fase, l'utilizzo di risorse flessibili esistenti, per poi consentire gradualmente il progressivo utilizzo delle tecnologie innovative più competitive. Se oggi la flessibilità può essere fornita dall'attuale portafoglio degli operatori, che includono anche generazione termica convenzionale (a.e. gas), nel mercato a tendere il cambiamento strutturale del *mix* di generazione e l'evoluzione dei costi d'investimento delle tecnologie innovative porteranno naturalmente alla variazione dei portafogli degli operatori per fornire il crescente fabbisogno di flessibilità (Figura 11).

Figura 11
Evoluzione attesa di domanda e mix di generazione



Fonte: analisi AFRY | 1. Elettrolizzatori, Demand Response, V2G (Vehicle To Grid), TS: Time Shift

Con l'obiettivo di avviare in maniera virtuosa lo sviluppo della capacità di accumulo necessaria a garantire una sufficiente liquidità sul mercato *Time-Shift* nel breve termine, sarà fondamentale implementare efficacemente un meccanismo di aste dedicate all'approvvigionamento di grandi accumuli, in linea con quanto già previsto dagli indirizzi legislativi²⁶. La nuova capacità di accumulo sarà approvvigionata centralmente e direttamente da Terna, mentre la gestione operativa verrà affidata al GME²⁷. Agli accumuli aggiudicatari sarà riconosciuto un corrispettivo fisso, a remunerazione dell'investimento, che dovrà essere determinato dagli Enti governativi con il contributo consultivo delle associazioni di settore. Oltre a contribuire a garantire il fabbisogno minimo di flessibilità richiesto dal sistema, la nuova capacità di accumulo approvvigionata centralmente dovrà essere offerta e resa disponibile sui mercati, incluso il *Time-Shift*. Sarà quindi il GME a gestire gli accumuli approvvigionati ed a mettere a disposizione tale capacità sui diversi mercati, nuovi ed esistenti, al fine di minimizzare il costo per il sistema. In quest'ottica, gli eventuali ricavi ottenuti da tali sistemi di accumulo sui mercati, incluso quindi il *Time-Shift*, saranno devoluti alla riduzione dei costi di sistema relativi alle aste di approvvigionamento.

Grazie ad un corretto avviamento del mercato *Time-Shift* i produttori di energia verde da FER intermittenti potranno approvvigionarsi sin da subito di prodotti finanziari con sottostante energia traslabile nel tempo (prodotti *time-swap*). I prodotti *Time-Shift* saranno indispensabili per la gestione del rischio profilo assunto tramite la compravendita dei prodotti MAVER, nel transitorio, o della

²⁶ DLgs 8/11/2021, n.210, art. 18.

²⁷ Come previsto da DLgs 8/11/2021, n.210, art. 18.

Piattaforma PPA, nel lungo termine. L'accesso al mercato *Time-Shift* sarà garantito anche ai consumatori a copertura di rischio profilo nel medio e lungo termine.

I prodotti *Time-Shift* potranno essere contrattati attraverso sessioni di mercato gestite da un ente centrale (a.e. GME) o bilateralmente, con la possibilità di avvalersi di un'apposita bacheca che agevoli l'incontro tra domanda e offerta di *Time-Shift*. I prodotti disponibili sul *Time-Shift* dovranno essere compatibili con i prodotti negoziati su MAVER e Piattaforma PPA, sia in termini di durata che in termini di profilo.

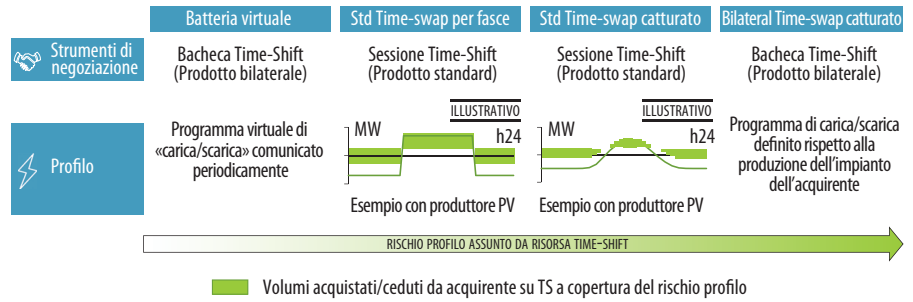
I prodotti *Time-Shift* dovranno inoltre offrire agli acquirenti diversi livelli di copertura del rischio profilo. Possibili esempi di prodotti *Time-Shift* (Figura 12) includono:

- ♦ batteria virtuale: prodotto contrattualizzato su bacheca *Time-Shift* dedicata, con durata definita bilateralmente tra le parti. L'acquirente comunica periodicamente (a.e. quotidianamente) alla risorsa *Time-Shift* il programma virtuale di «carica/scarica». L'acquirente si assume completamente il rischio prezzo, mantenendo però l'opportunità di sfruttare l'arbitraggio su MGP,
- ♦ standard Time-swap per fasce: prodotto standard a profilo e durata (a.e. 1-15 anni²⁸) predefiniti scambiati tramite sessione di mercato *Time-Shift*. La risorsa *Time-Shift* vende un profilo standard di carica/scarica, costante in un intervallo di consegna (a.e. giorno, settimana, mese), definito rispetto ad un impianto di riferimento, differenziato per tecnologia e zona di mercato. Il rischio profilo viene condiviso tra acquirente e risorsa *Time-Shift* rispetto a fasce orarie predefinite. L'acquirente mantiene un rischio profilo, in quanto il prodotto *Time-Shift* acquistato non è tarato su un profilo totalmente compatibile al profilo di generazione tipo dell'impianto,
- ♦ standard Time-swap catturato: prodotto standard a profilo e durata (a.e. 1-15 anni²⁹) predefiniti scambiati tramite sessione di mercato *Time-Shift*. La risorsa *Time-Shift* vende un profilo standard di carica/scarica, costante in un intervallo di consegna (a.e. giorno, settimana, mese), definito rispetto ad un impianto di riferimento, differenziato per tecnologia e zona di mercato. Il rischio profilo viene condiviso tra acquirente e risorsa *Time-Shift* rispetto a un profilo di generazione di riferimento su base oraria. L'acquirente riduce il rischio profilo, in quanto l'acquisto del prodotto *Time-Shift* è tarato su un profilo simile al profilo di generazione tipo dell'impianto,
- ♦ bilateral Time-swap catturato: prodotto contrattualizzato su bacheca *Time-Shift* dedicata, con durata definita bilateralmente tra le parti. La risorsa *Time-Shift* vende, per esempio, un programma di carica/scarica definito rispetto, a.e., alla produzione dell'impianto FER specifico dell'acquirente. In questo caso, l'acquirente si copre totalmente dal rischio profilo, che contestualmente viene assunto dalla risorsa *Time-Shift*.

²⁸ In linea con la durata dei prodotti negoziati su MAVER e Piattaforma PPA.

²⁹ In linea con la durata dei prodotti negoziati su MAVER e Piattaforma PPA.

Figura 12
Esempi di prodotti Time-Shift e relativi strumenti di negoziazione previsti

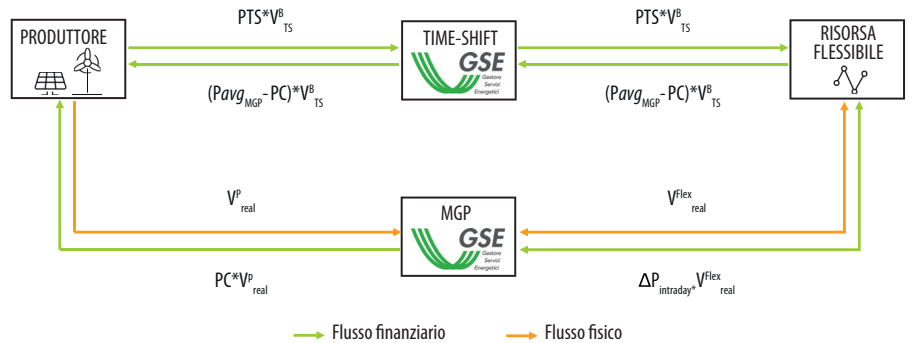


Fonte: AFRY

Con il *Time-Shift*, i produttori FER remunereranno le risorse flessibili, nel medio-lungo termine, a fronte della flessibilità offerta. In particolare, prendendo a riferimento per maggiore semplicità periodi di *price settlement* e di conguagli su base annuale e prodotti *Time-swap* catturati con i quali il produttore FER copre completamente il rischio profilo rispetto ad un prodotto *baseload* (Figura 13):

- ♦ il produttore FER (acquirente *Time-Shift*) pagherà alla risorsa flessibile un prezzo per il servizio *Time-Shift* (PTS) a copertura del rischio prezzo legato ai prodotti contrattati su MAVER o Piattaforma PPA per il volume contrattualizzato (V_{TS}^B);
- ♦ contestualmente il produttore FER continuerà a vendere i volumi fisici effettivi (V_{real}^P) sul mercato del giorno prima, ottenendo una remunerazione pari al prezzo catturato medio annuale dal suo impianto (PC);
- ♦ la risorsa flessibile riceverà dal produttore un prezzo per il servizio *Time-Shift* (PTS) per il volume contrattualizzato (V_{TS}^B) e scambierà sul mercato del giorno prima un volume fisico (V_{real}^{Flex}) assicurandosi un differenziale di prezzo ($\Delta P_{intraday}$).

Figura 13
Esempio schema di funzionamento *Time-Shift* - punto di vista del gestore di mercato



Fonte: AFRY; Nota: Ipotizzato in questo esempio, per maggiore semplicità, periodi di *price settlement* e di conguagli su base annuale e prodotti *time-swap* catturati con i quali il produttore FER copre completamente il rischio profilo rispetto ad un prodotto *baseload*

Con questi meccanismi introdotti, i produttori FER potranno gestire opportunamente il rischio prezzo. Ipotizzando, per maggiore semplicità, periodi di *price settlement* e di conguagli su base annuale e prodotti *Time-swap* catturati con i quali il produttore FER copre completamente il rischio profilo rispetto ad un prodotto, il ricavo finale sul volume finale scambiato dal produttore FER sarà dato dalla somma di:

Ricavo da MAVER / Piattaforma PPA:	$+ (PS^P - P_{avg_MGP}) * V_{MAVER}^P$
Ricavo da MGP:	$+ PC * V_{real}^P$
Costo <i>Time-Shift</i> :	$- ((PTS * V_{TS}^B) - (P_{avg_MGP} - PC) * V_{TS}^B)$

Dove PC è il prezzo medio catturato dall'impianto su base annuale e P_{avg_MGP} è la media aritmetica del prezzo spot MGP riferito al profilo standard contrattualizzato su MAVER / Piattaforma PPA.

Nell'ipotesi di copertura totale da rischio profilo per il Produttore (Figura 14), ovvero nel caso in cui il sottostante di volume di energia fisica generata dall'impianto FER (V_{real}^P) sia equivalente ai volumi di prodotti finanziari venduti su MAVER o Piattaforma PPA (V_{MAVER}^P) e scambiati sul *Time-Shift* (V_{TS}^B), il prezzo dell'energia finale ottenuto dal Produttore (P^P) sarà pari al prezzo aggiudicato sul MAVER o sulla Piattaforma PPA (PS^P), scontato del costi dei prodotti *Time-Shift* per l'acquisto della flessibilità necessaria (PTS).

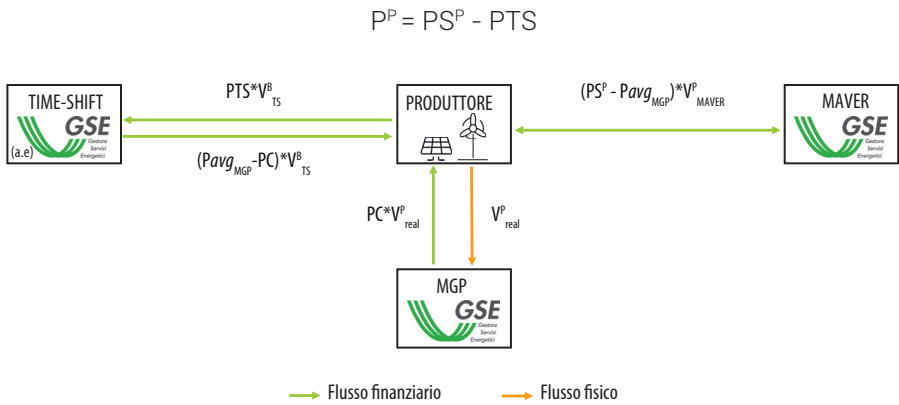


Figura 14
Esempio schema di funzionamento
Time-Shift - punto di vista del Produttore

Fonte: AFRY; Nota: Ipotizzato in questo esempio, per maggiore semplicità, periodi di *price settlement* e di conguagli su base annuale e prodotti *time-swap* catturati con i quali il produttore FER copre completamente il rischio profilo rispetto ad un prodotto *baseload*

2.1.3 Evoluzione alla Piattaforma PPA

La Piattaforma PPA manterrà le condizioni per garantire la continuità allo sviluppo delle FER avviato con il MAVER, diventando il mercato principale per la compravendita di energia rinnovabile per capacità nuova ed esistente. Nel lungo termine sia i PPA negoziati bilateralmente sia gli accordi precedentemente conclusi tramite la Bachecca PPA³⁰ convoglieranno sulla Piattaforma PPA.

Il lancio della Piattaforma PPA avverrà nel momento in cui sarà raggiunta una liquidità sui mercati sufficiente a garantirne il corretto funzionamento negli anni a venire e vedrà contestualmente il superamento del MAVER.

All'introduzione della Piattaforma PPA, il MAVER avrà definitivamente compiuto l'obiettivo preposto: avviare un meccanismo virtuoso per permettere il traghettamento verso un libero mercato fondato su contrattazioni bilaterali per la compravendita di energia FER.

Sulla Piattaforma PPA verranno convogliati i prodotti introdotti dal MAVER durante il transitorio, oltre ad eventuali prodotti definiti *ad-hoc* attraverso contrattazioni bilaterali tra domanda e offerta. L'esperienza accumulata sul MAVER relativamente alla negoziazione di prodotti di lungo termine a profilo (alla base di accordi PPA) permetterà agli operatori di passare efficientemente ad una situazione di libero mercato, anche grazie all'introduzione di formati contrattuali standardizzati e ad un'opportuna gestione delle garanzie delle controparti.

³⁰ Organizzata e gestita dal GME a partire dal 30 Marzo 2022 ai sensi dell'art. 28, comma 1, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, con la finalità di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, nonché di consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei medesimi contratti conclusi tra gli operatori.

La Piattaforma PPA verrà gestita da una controparte centrale (a.e. GME) e prevede lo scambio di prodotti fisici o finanziari di energia FER con consegna pluriennale (a.e. 10-15 anni per nuovi impianti FER, 5 anni per impianti FER esistenti), su profili *standard* concordati tra domanda (retailers e consumatori finali, incluso CER³¹ e aggregatori «qualificati»³²) e offerta (produttori FER e FER + accumuli, «qualificati»³³).

Oltre a favorire l'incontro tra domanda e offerta, la Piattaforma PPA prevederà una standardizzazione dei contratti, che dovranno includere un sistema di penali da corrispondere in caso di mancato rispetto degli obblighi di prelievo o di immissione da parte di una delle controparti, e introdurrà strumenti adeguati alla gestione del rischio controparte prevedendo:

- ♦ una *clearing house* con sistema di garanzie con approccio *multilayer* ossia con allocazione del rischio credito su diverse categorie di soggetti quali: l'operatore stesso (attraverso *margining* con depositi/fondi a garanzia), altri operatori del *clearing* nei limiti del contributo versato a un apposito fondo di garanzia gestito dalla *clearing house*, *clearing house* che risponde con il proprio capitale e/o socializzazione sui consumatori del rischio residuo
- ♦ un *off-taker* di ultima istanza (a.e. GME o lo stesso gestore della Piattaforma PPA) in caso di *default* della controparte

Il disegno di tale Piattaforma PPA e dei suoi principi fondamentali è stato supportato anche da una analisi di *benchmark* fatta sui mercati PPA spagnolo e statunitense, mercati dove i PPA hanno avuto maggior successo in termini di nuova capacità FER installata (si veda Allegato B.1.2 per maggiori dettagli sui risultati del *benchmark* e *relative lesson learned*).

Al fine di promuovere il continuo sviluppo delle rinnovabili, contestualmente alla Piattaforma PPA verranno introdotte quote d'obbligo progressive sui *retailers*. Queste dovranno essere definite tenendo in considerazione dell'effettiva liquidità riscontrata sulla Piattaforma PPA in relazione agli obiettivi di crescita FER. Le quote d'obbligo sui *retailer*, qualora adeguatamente dimensionate e progressivamente aggiornate, sono in grado di consentire una rapida crescita dello sviluppo delle rinnovabili, come dimostrato da esperienze maturate in alcuni mercati internazionali (si veda Allegato B.1.3).

2.2 Evoluzione dei mercati esistenti e della gestione delle reti per adattarsi al nuovo disegno

All'interno del contesto di evoluzione descritto, i *target* di decarbonizzazione, e contestuale aumento della penetrazione FER intermittente, non devono precludere il conseguimento dei fabbisogni fondamentali di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico, garantiti ad oggi rispettivamente dal mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e dal meccanismo del *Capacity Market*. I mercati esistenti citati devono essere rivisti affinché continuino ad assicurare i relativi fabbisogni e al contempo garantire la competitività degli operatori e la sostenibilità economica del sistema.

³¹ Si veda il paragrafo 2.4 per le proposte di Confindustria per le Comunità energetiche e l'Allegato B.3 maggiori dettagli sul mercato degli Stati Uniti, dove le Comunità Energetiche Rinnovabili hanno ottenuto un successo rilevante.

³² Da parte del gestore della Piattaforma PPA (a.e. GME).

³³ Da parte del gestore della Piattaforma PPA (a.e. GME).

In particolare, con l'aumento della generazione rinnovabile intermittente, la richiesta di servizi ancillari per assicurare sicurezza al sistema è prevista in costante crescita. Il nuovo mercato MSD dovrà permettere al TSO di avere una migliore visibilità delle risorse disponibili per assicurare la sicurezza del sistema, affinché avvenga la risoluzione tempestiva ed efficiente delle problematiche di rete. Al contempo, il mercato dei servizi ancillari dovrà assicurare segnali di prezzo chiari per i singoli servizi garantendo trasparenza delle informazioni agli operatori. Il nuovo mercato MSD inoltre dovrà adattarsi all'evoluzione delle risorse, promuovendo la piena integrazione delle tecnologie disponibili, incluse risorse innovative e distribuite, al fine di garantire competizione ed ottimizzazione dei costi per il sistema.

Per quanto riguarda il fabbisogno di adeguatezza del sistema, è fondamentale che il *Capacity Market* venga attivato solo in presenza di un effettivo bisogno di remunerare capacità (esistente e/o nuova), in caso i mercati esistenti non riescano a fornire sufficienti segnali di prezzo per gli operatori.

2.2.1 Evoluzione del mercato dei servizi ancillari MSD

In Italia, l'attuale mercato dei servizi ancillari è caratterizzato da *procurement* vicino al tempo reale (attraverso MSD *ex-ante* ed il Mercato del Bilanciamento MB), partecipato principalmente da risorse tradizionali (a.e. impianti termici ed idroelettrici). In un disegno di mercato che dovrà andare verso un *energy mix* a prevalenza FER intermittenti e compravendita di energia verde profilata basata su contratti di lungo termine (MAVER e PPA), il TSO dovrà approvvigionarsi non solo di risorse sul breve ma anche nel medio/lungo periodo.

Attraverso aste a termine *technology neutral*, per coinvolgere il maggior numero di risorse possibili, aggiuntive rispetto al mercato *spot*, assieme alla contestuale segmentazione dei servizi (a.e. primaria, secondaria, terziaria, inerzia), sarà possibile per il TSO avere una migliore visibilità delle risorse disponibili per la sicurezza del sistema e consentirà una maggiore trasparenza sul fabbisogno della rete e sui segnali di prezzo per gli operatori. Al fine di integrare al meglio le diverse tecnologie all'interno di MSD, sarà inoltre necessario strutturare servizi asimmetrici che prevedano il solo incremento/decremento del profilo di immissione, abilitando anche quelle risorse in grado di soddisfare soli servizi a scendere o a salire. Il nuovo schema dovrà prevedere inoltre la remunerazione esplicita per quei servizi che sono ad oggi obbligatori o comunque non remunerati (a.e. riserva primaria, regolazione di tensione). Questi dovranno comunque essere definiti in coordinamento con i meccanismi di *procurement* a termine al fine di evitare sovra remunerazioni. L'introduzione di questo sistema ibrido di *procurement* e la contestuale segmentazione dei servizi dovranno essere valutati dal TSO e dal Regolatore, con l'obiettivo di minimizzare i costi di approvvigionamento per il dispacciamento.

Il graduale passaggio verso un *procurement* ibrido (servizi *forward* affiancati da *spot*) si sta già verificando in Europa dove, in coerenza con le Direttive UE³⁴, i servizi ancillari dei principali mercati che, a differenza di quelli italiani, sono storicamente caratterizzati da *procurement* di lungo termine, si stanno muovendo verso *procurement* più vicini al tempo reale per far fronte alla crescente instabilità del sistema. In particolare, il passaggio sta avvenendo con l'introduzione di piattaforme europee comuni per la condivisione di prodotti *standard* di breve termine³⁵ e, a livello locale, con l'integrazione di nuovi prodotti di breve periodo all'interno degli schemi nazionali³⁶.

³⁴ Direttiva UE 2017/2195.

³⁵ a.e. PICASSO, TERRE e MARI e mercato comune FCR.

³⁶ a.e. in UK, con la conversione del servizio STOR da *forward* a *spot* e l'introduzione del servizio di *Dynamic Containment (spot)* in sostituzione del servizio FFR (*forward*).

In Italia, un mercato MSD con *procurement* ibrido di prodotti *spot* e *forward*, permetterebbe al TSO di avere maggiore visibilità delle risorse disponibili non solo vicino al tempo di consegna, ma anche su orizzonti temporali più lunghi (a.e. mesi, anni). In questo modo, partendo da una base di risorse disponibili per un periodo di lungo termine (*procurement forward*), il TSO sarebbe in grado di completare il fabbisogno all'interno di intervalli di breve, approvvigionandosi di risorse nel breve termine (*procurement spot*). I segnali di prezzo forniti da prodotti *forward* consentirebbero inoltre agli operatori di mercato di avere maggiore visibilità sulle marginalità attese, con conseguenti benefici sulla stabilità finanziaria dei progetti.

Di seguito, in Tabella 1, sono proposti esempi di nuovi prodotti *forward* che possono essere introdotti all'interno del nuovo MSD, da affiancare agli esistenti prodotti *spot*. La proposta è basata su un'analisi di *benchmark* basata sui principali mercati dei servizi ancillari in Europa, quali Germania, Francia, Regno Unito e Irlanda (si veda Allegato B.2 per maggiori dettagli sui risultati del *benchmark* e principali *lesson learned*). La selezione di prodotti mostrati è stata definita basandosi sui prodotti esistenti osservati in questi paesi e la loro possibile applicazione al mercato MSD italiano.

La selezione e definizione dei migliori prodotti *forward* dovrà essere valutata dal TSO e dal Regolatore, in modo che sia sempre preservata la sicurezza delle reti e conseguito il miglior rapporto costi/benefici per il sistema. Su quest'ultimo, i costi aggiuntivi derivanti dal *procurement forward* dovranno essere giustificati da una contestuale riduzione dei costi sull'MSD *spot* e/o maggiore efficienza nella risoluzione delle problematiche di rete, al fine di minimizzare i costi totali di approvvigionamento per il dispacciamento.

Nel nuovo MSD sarà fondamentale sfruttare al massimo la flessibilità offerta dal sistema, aprendo all'integrazione di tutte le risorse presenti e promuovendo la diversificazione di tali risorse per i servizi offerti.

Tabella 1
Possibili esempi di prodotti *forward*
per i servizi ancillari,
derivanti da esperienze europee

	REGOLAZIONE DI FREQUENZA			REGOLAZIONE DI TENSIONE	
	Riserva primaria	Riserva secondaria	Riserva terziaria	Regolazione dell'inerzia	Assorbimento/erogazione potenza reattiva
Remunerazione	Capacità	Capacità+ Energia	Capacità+ Energia	Capacità ³⁷	Capacità+Energia
Durata servizio	Mesi	Mesi	1 anno	1-10 anni	1-10 anni
Avvio del <i>procurement</i>	Un mese prima	Un mese prima	Diversi mesi prima	Un anno prima	Un anno prima
Frequenza aste capacità	Mensile	Mensile	Annuale	Annuale	Annuale
Tecnologie abilitate	Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita in forma aggregata che rispondano ai requisiti tecnici				

Fonte: AFRY, sulla base delle esperienze europee analizzate (si veda Allegato B.2 per maggiori dettagli)

L'attuale quadro regolatorio prospettato dal TIDE³⁸ fornisce indicazioni sulle iniziative da intraprendere per l'evoluzione dei servizi ancillari, con lo scopo di garantire la sicurezza della rete elettrica nonostante la continua espansione di unità non programmabili e distribuite. La neutralità tecnologica rappresenta uno dei capisaldi della riforma del dispacciamento elettrico prevista dal TIDE, secondo cui la regolazione sul dispacciamento dovrebbe seguire i principi di

³⁷ L'inerzia è un servizio di potenza per cui non è necessaria una remunerazione sull'energia erogata.

³⁸ Documento di consultazione 322/2019/R/eel.

imparzialità, neutralità tecnologica ed efficienza, così come indicato dalle Direttive europee (Regolamento *Balancing* UE 2017/2195). Secondo questo principio, i sistemi di accumulo, unità di consumo, unità di produzione rinnovabili ed unità aggregate devono essere abilitate alla fornitura di servizi ancillari. In questo contesto, visti gli stringenti requisiti minimi tecnici richiesti ad oggi per i servizi ancillari che abilitano principalmente unità rilevanti di tipo termico, è prevista una revisione dei requisiti minimi per la fornitura di servizi ancillari affinché siano definiti con lo scopo di massimizzare le tipologie di unità abilitate (a.e. requisiti minimi non differenziati per tecnologia; requisiti di gradiente, laddove necessario, non formulati in termini assoluti (MW/min), ma in termini relativi (%Potenza/min)), preservando al contempo l'efficacia del servizio. Oltre all'alleggerimento dei requisiti minimi, il TIDE prevede che, ai fini dell'aggiudicazione delle risorse, non ci siano distinzioni tra unità rilevanti e non rilevanti e tra unità programmabili e non programmabili.

Il completamento del nuovo assetto regolatorio per l'MSD è inoltre supportato dai progetti pilota lanciati dalla Delibera 300/2017/R/eel, quali:

- ♦ Progetto UPR (Delibera 383/2018/R/eel): per la fornitura di riserva terziaria rotante e di sostituzione attraverso unità di produzione rilevanti, inclusi sistemi di accumulo *stand-alone* e fonti rinnovabili accoppiate a sistemi di accumulo;
- ♦ Progetto UVAM (Delibera 422/2018/R/eel e successiva modifica 79/2021/R/eel): per la fornitura di riserva terziaria rotante e di sostituzione attraverso unità aggregate che includono unità di produzione, domanda e batterie;
- ♦ Progetto FRU (Delibera 200/2020/R/eel): per la fornitura di riserva ultrarapida di frequenza/potenza a supporto della regolazione primaria principalmente attraverso batterie *stand-alone* e unità aggregate;
- ♦ Progetto AFRR (Delibera 215/2021/R/eel): per la fornitura di riserva secondaria di frequenza/potenza attraverso unità di produzione rilevanti programmabili e non programmabili, unità rilevanti costituite da sistemi da accumulo *stand-alone*, e unità aggregate non precedentemente abilitate.

I progetti pilota citati hanno lo scopo di integrare all'interno dell'MSD quelle risorse precedentemente non abilitate grazie all'alleggerimento dei requisiti tecnici minimi richiesti e alla rimozione dei limiti di partecipazione di alcune tecnologie. L'esperienza maturata durante i progetti pilota fornirà le indicazioni necessarie al TSO per la corretta integrazione di tutte tecnologie all'interno del nuovo disegno di mercato MSD.

2.2.2 Evoluzione dello strumento di adeguatezza *Capacity Market*

Laddove il fabbisogno di capacità di adeguatezza non venga raggiunto attraverso i meccanismi esistenti di mercato, il *Capacity Market* sarà il meccanismo che dovrà garantire le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico, sostenendo gli impianti esistenti (inclusi gli impianti soggetti a *life extension*) e i nuovi investimenti, coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione.

Il *Capacity Market* rimarrà il meccanismo deputato ad assicurare l'adeguatezza, prevedendo aste a cadenza regolare (a.e. annuale, a decorrere dal 2024), solo se necessario, qualora ci sia un comprovato bisogno di capacità per adeguatezza, frutto di una regolare valutazione del TSO³⁹ e una contestuale necessità di remunerare la capacità richiesta, previa valutazione del *decision maker* sulla base delle condizioni di mercato attuali ed attese.

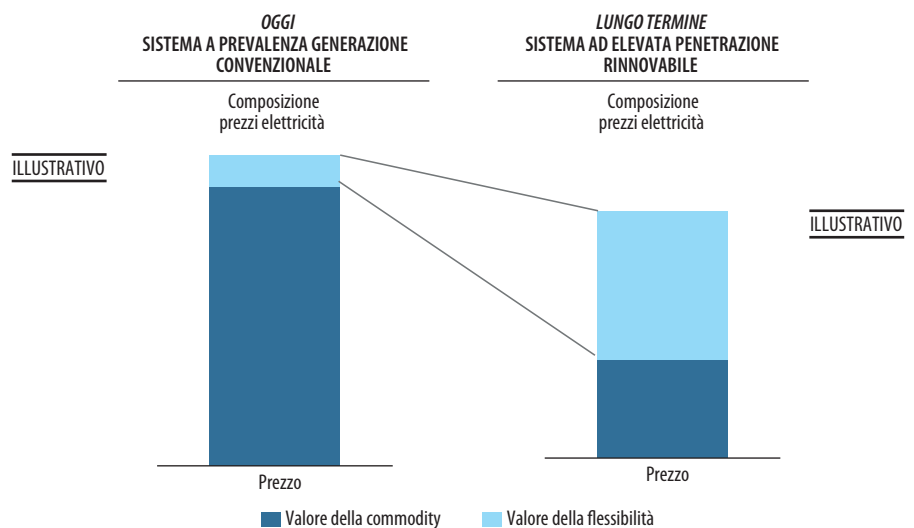
³⁹ Annualmente, come già previsto dall' art.3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019.

La valutazione periodica del fabbisogno di adeguatezza, e della necessità di utilizzare il *Capacity Market* come strumento risolutivo, sarà necessaria a fronte dei *target* di penetrazione FER previsti.

Il *Capacity Market* dovrà essere aggiornato al fine di sfruttare le tecnologie che risponderanno anche alla richiesta crescente di flessibilità, adattandosi ai grandi cambiamenti del sistema al fine di facilitare ed ottimizzare il processo di transizione di energetica. L'attuale *Capacity Market* è stato introdotto in un contesto in cui la generazione termica convenzionale ricopriva un ruolo dominante nel sistema energetico ed è quindi stato ideato esclusivamente per valorizzare l'adeguatezza. Tuttavia, la flessibilità rappresenterà l'elemento chiave del sistema elettrico nel lungo termine e sarà sempre più necessaria per consentire l'efficiente integrazione di elevate quantità di FER intermittenti.

Se ad oggi, a causa di un sistema elettrico fortemente basato sulla generazione convenzionale (ad esempio gas, carbone), i prezzi dell'elettricità riflettono principalmente il costo di produzione dell'energia ossia prevalentemente dei combustibili utilizzati, in un mercato ad elevata penetrazione FER i prezzi dell'elettricità rifletteranno prevalentemente il costo della flessibilità (Figura 15). A tendere il valore della flessibilità sarà quindi prevalente rispetto al costo di produzione dell'energia e i mercati remunereranno soprattutto le tecnologie in grado di fornire tale flessibilità.

Figura 15
Evoluzione attesa della composizione dei prezzi dell'elettricità



Fonte: AFRY | Nota: omettendo i costi di rete

Pertanto, nel nuovo disegno di mercato, il *Capacity Market* dovrà progressivamente essere aggiornato per garantire la minimizzazione dei costi di sistema rispetto agli obiettivi di adeguatezza e flessibilità, tenendo conto dell'evoluzione del sistema e, conseguentemente, del contributo fornito dalle diverse tecnologie in questa duplice ottica. In caso sia effettivamente riscontrata la necessità di nuova capacità (in aggiunta a quella preventivata nel 2024), a parità di prezzo offerto verrà quindi data priorità alle risorse che garantiscono maggiore flessibilità. Il meccanismo deve essere progressivamente aggiornato per garantire la minimizzazione dei costi di sistema rispetto agli obiettivi di adeguatezza e flessibilità. Inoltre, al fine di aumentare le possibilità di partecipazione degli operatori al *Capacity Market*, si può prevedere l'incremento della frequenza delle sessioni di mercato secondario (da valutare tale necessità a valle degli esiti delle aste svoltesi nel 2022) assieme alla revisione delle regole di calcolo del *derating factor* per permettere una più attiva partecipazione delle tecnologie diverse da quelle termiche (a.e. accumuli). Come mostrato in Figura 16, il calcolo della capacità necessaria a soddisfare il fabbisogno di adeguatezza al 2025

calcolata dal TSO sulla base dello scenario PNIEC, prevedeva l'introduzione di capacità addizionale per 6.5 GW, di cui 4.3 GW già contrattualizzati da Terna, attraverso le aste di *Capacity Market* con consegna prevista nel 2022-23, ed autorizzati, per far fronte principalmente all'uscita degli impianti a carbone prevista per il 2025.

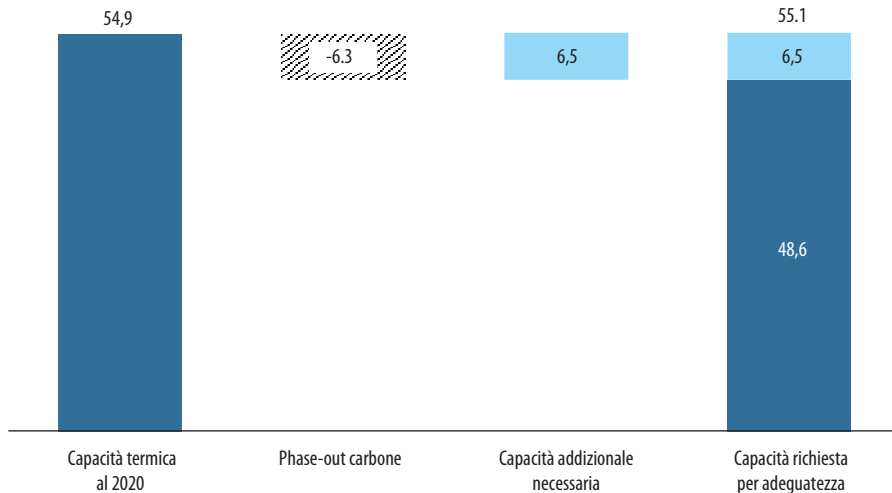


Figura 16
Capacità necessaria per adeguatezza al 2025 (scenario PNIEC) - GW

Fonte: Terna – Rapporto di adeguatezza 2021

Dopo il 2025, i fabbisogni di adeguatezza previsti per il 2030 sarebbero già soddisfatti, considerando la capacità prevista dallo scenario PNIEC⁴⁰ e dalle aste *Capacity Market* già annunciate. Tuttavia, a seguito dell'uscita di nuovi *target FER* previsti dall'*European Green Deal*, più ambiziosi rispetto al PNIEC, è necessaria una revisione della capacità richiesta per l'adeguatezza che consideri una penetrazione delle rinnovabili intermittenti maggiore rispetto a quanto precedentemente prospettato.

Uno scenario di mercato con alta penetrazione di FER e accumuli può mettere a rischio la sostenibilità degli impianti esistenti, non supportati da condizioni di mercato adeguate. Inoltre, il solo mercato *spot* dell'energia non fornirebbe sufficienti segnali di prezzo di lungo termine che stimolino l'entrata di nuova capacità in condizioni di mercato puramente *merchant*.

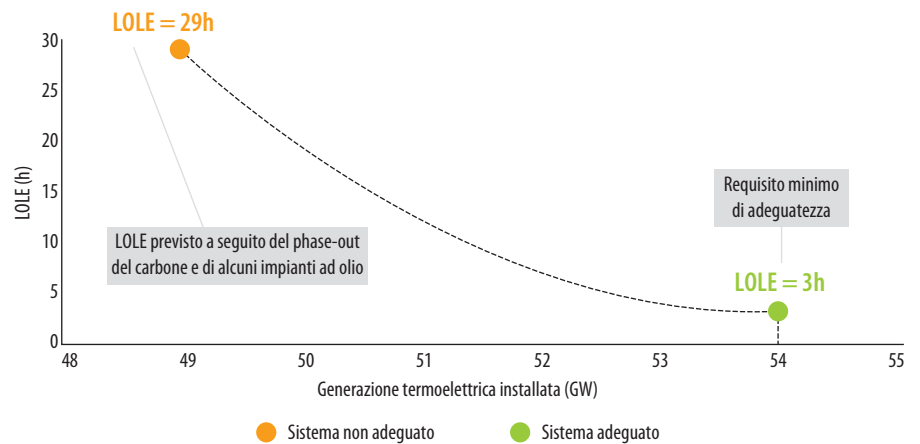
In linea con il Regolamento EU 943/2019, gli stati membri possono introdurre meccanismi di remunerazione della capacità, qualora i meccanismi di mercato esistenti non riescano a garantire il corretto fabbisogno. Tali meccanismi sono rimossi, qualora, per tre anni consecutivi, risultassero non necessari dalle valutazioni di adeguatezza effettuate.

È fondamentale che l'adeguatezza del sistema elettrico venga garantita, affinché la domanda di energia elettrica sia sempre soddisfatta, nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio, in modo che sia limitata la volatilità dei prezzi elettrici e le interruzioni del sistema. Il requisito minimo di adeguatezza stabilito attraverso il *Loss Of Load Expectation* (LOLE) che rappresenta il totale ore all'anno in cui una quota parte della domanda elettrica non è soddisfatta a causa di vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione. Il Decreto Ministeriale MiTE del 28/10/2021 definisce il LOLE massimo raggiungibile dal sistema elettrico italiano al fine di garantire i requisiti minimi di adeguatezza. Il valore di tale LOLE è fissato a 3 ore all'anno. In base alla valutazione di adeguatezza svolta da Terna nel 2019 e presentata nel "Rapporto

⁴⁰ 71 GW di impianti solari fotovoltaici ed eolici, 18 GW di accumuli e interventi di sviluppo sulla rete (a.e. *Tyr-rhenian Link*).

Adeguatezza Italia", il LOLE previsto al 2025, secondo lo scenario PNIEC, a seguito del previsto *phase-out* degli impianti a carbone risulterebbe di 29 h così come mostrato in Figura 17. Il valore del massimo prezzo dell'energia elettrica che il consumatore è disposto a pagare in caso di sistema inadeguato, indicato come VOLL (Value of Lost Load) complessivo e calcolato da Terna a livello nazionale⁴¹, è pari a 28 k€/MWh. Questo valore, moltiplicato per i volumi per i quali la domanda non è soddisfatta può rappresentare un elevato costo per il sistema se il numero di ore associate al LOLE non viene contenuto. Come anticipato, il fabbisogno minimo di adeguatezza di 54 GW (relativo al LOLE max di 3 ore) è raggiungibile grazie alla capacità contrattualizzata attraverso le aste di *Capacity Market* con consegna prevista nel 2022-23. Come anticipato, per il lungo periodo (2030) saranno necessarie nuove valutazioni dell'adeguatezza, legate all'incremento dei *target FER* previsti dall'*European Green Deal*.

Figura 17
LOLE vs capacità termoelettrica - scenario PNIEC, anno 2025



Fonte: Terna – Rapporto di adeguatezza 2021, con riferimento alla valutazione di adeguatezza del 2019

L'adeguatezza deve essere garantita in un sistema elettrico interconnesso ed integrato come quello europeo, dove problematiche di adeguatezza legate anche a un singolo mercato possono provocare fluttuazioni di prezzo rilevanti anche nei mercati limitrofi. Casi di questo tipo si sono già verificati in passato, come ad esempio durante l'interruzione di diversi impianti nucleari francesi nel novembre del 2016, che ha causato un innalzamento considerevole dei prezzi elettrici, non solo all'interno del mercato francese, ma anche nei mercati limitrofi, tra cui quello italiano. In Figura 18 sono mostrati i prezzi orari formati nei principali mercati europei limitrofi alla Francia il 14 Novembre 2016, alle ore 18:00. In condizioni di scarsi livelli di adeguatezza in Francia, paese da cui l'Italia importa considerevoli quantitativi di energia nucleare durante l'anno, il prezzo PUN italiano è arrivato a 110 €/MWh, circa 1,6 volte maggiore rispetto alla media dei prezzi per l'anno 2016, a fronte di un prezzo francese di circa 830 €/MWh, più di 20 volte maggiore rispetto alla media dei prezzi per l'anno 2016

⁴¹ In adempimento della delibera ARERA 507/2020/R/ee.

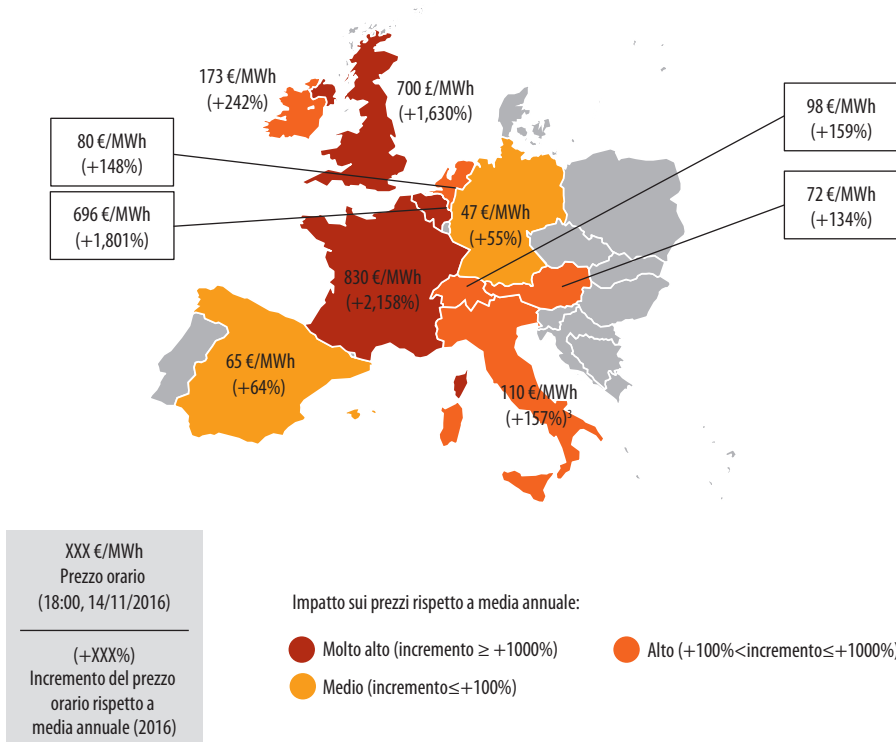


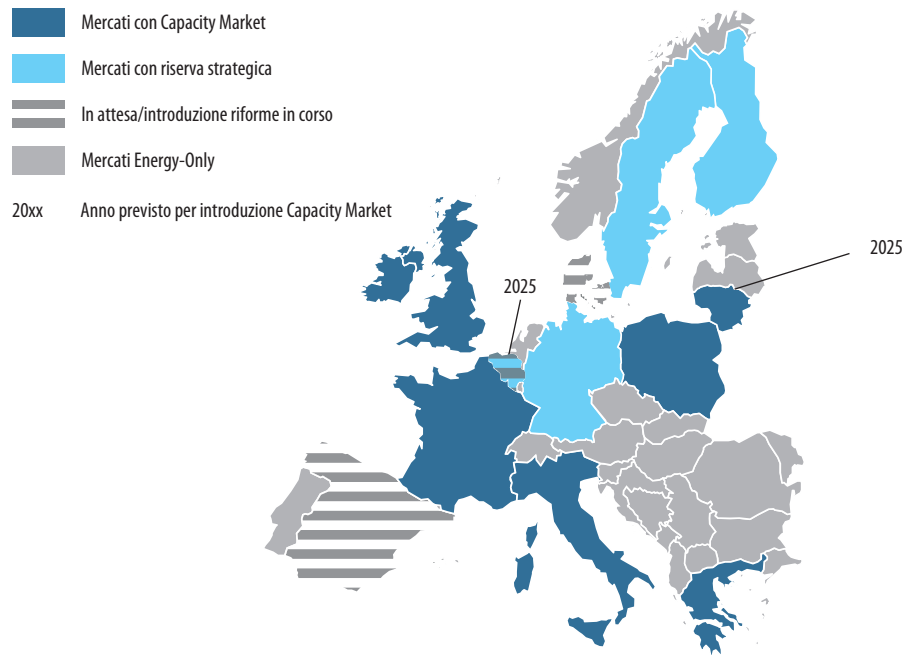
Figura 18
Prezzi dell'energia elettrica a seguito dell'interruzione nucleare francese del 14/11/2016, ore 18:00

Fonte: analisi AFRY su dati Entso-e

I maggiori mercati europei hanno già applicato meccanismi di remunerazione della capacità per garantire l'adeguatezza del proprio sistema elettrico. Come mostrato in Figura 19, ad oggi in Europa il meccanismo di *Capacity Market* è implementato in Italia, Francia, Regno Unito, Irlanda, Grecia e Polonia, e previsto dal 2025 in Belgio (sostituendo la riserva strategica) ed in Lituania, mentre in paesi quali Germania, Svezia e Finlandia è stato implementato un sistema di riserva strategica.

L'introduzione di un *Capacity Market* è al momento in discussione in Spagna, dove, nell'aprile 2021, il governo ha emesso una proposta per la creazione di un mercato della capacità. Il precedente sistema di remunerazione della capacità, che remunerava 24 GW di impianti CCGT, è stato soppresso nel 2018, ad eccezione di 10 GW di impianti CCGT che continueranno a ricevere la remunerazione della capacità (10.000 €/MW/anno), gradualmente a diminuire fino al 2028. Inoltre, a fine 2021, il nuovo governo tedesco ha inserito nel proprio trattato di coalizione la possibilità di valutare l'implementazione di un *Capacity Market* e altri strumenti per garantire il *security of supply* della rete, a fronte dei *phase-out* degli impianti a carbone e nucleari previsti per il 2030.

Figura 19
Stato attuale del market design europeo



Fonte: analisi AFRY

Il *Capacity Market* implementato ad oggi Italia, prevede che l'assegnatario di capacità riceva dal TSO il premio mensile (*Capacity Payment* in €/MW), aggiudicato durante le aste *Capacity Market*, oltre ad avere la possibilità di generare ricavi sui mercati MGP e MI e su MSD ex-ante e MB. A fronte del *Capacity Payment* ricevuto, gli assegnatari sono soggetti alla restituzione al TSO di parte dei ricavi conseguiti su MGP e MSD (o di penali quando l'energia non è venduta su MGP e non è offerta su MSD), proporzionali alla differenza tra un prezzo di mercato di riferimento ed un prezzo *strike*.

I ricavi restituiti sono denominati come corrispettivo variabile mensile ($CVAR_m$), calcolato come la somma della capacità nominata per ogni ora del mese Q_h moltiplicata per la differenza tra un prezzo orario di riferimento $P_{rif, i}$ ed un prezzo *strike* $P_{strike, d}$ giornaliero:

$$CVAR_m = \max(0; \sum_h Q_h * (P_{rif, h} - P_{strike, d}))$$

Il prezzo di riferimento $P_{rif, i}$ (€/MWh) può essere rappresentato, in base alle casistiche descritte di seguito, dal prezzo MGP zonale, dal prezzo aggiudicato dall'operatore su MSD o prezzo massimo registrato su MSD per ogni ora.

Il prezzo *strike* $P_{strike, d}$ (€/MWh), a seguito dell'applicazione della delibera ARERA 83/2022/R/eel è invece calcolato su base giornaliera come somma di tre componenti:

$$P_{strike, d} = P_{gas, d} - P_{CO_2, d} + P_{oneri, d}$$

$P_{gas, d}$ rappresenta il costo marginale di produzione gas per un impianto OCGT, proporzionale alla media delle offerte accettate su prodotti *title* e *locational* per il giorno d, ponderate sui relativi quantitativi gas. $P_{CO_2, d}$ rappresenta la media aritmetica dei prezzi ETS registrati il giorno d-1, mentre $P_{oneri, d}$ i costi per il dispacciamento, smaltimento ed altri oneri e rischi. Di seguito in Figura 20, è rappresentata la metodologia per il calcolo del prezzo di riferimento in base al prezzo offerto e alle casistiche di offerte accettate/non accettate/mancate su MGP e MSD della risorsa aggiudicataria del *Capacity Market*.

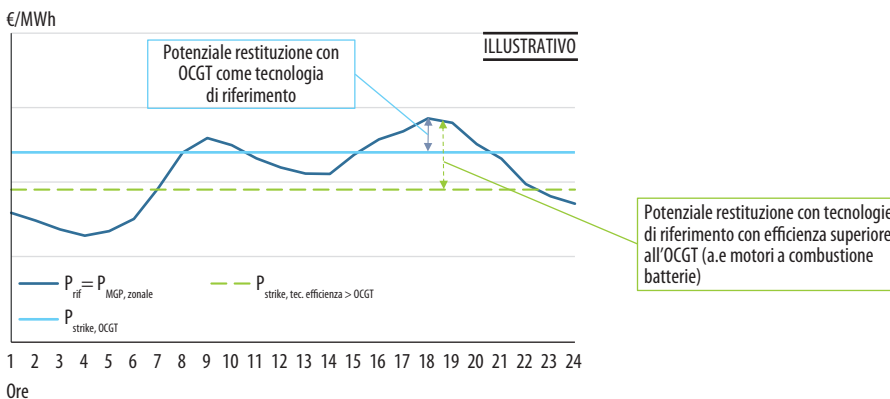
Quota parte di capacità Q_n	Prezzo di riferimento $P_{ref,h}$	
	Prezzo offerto $\leq P_{strike,d}$	Prezzo offerto $\geq P_{strike,d}$
Accettata in esito ai Mercati dell'Energia	MGP/MI MSD	$P_{ref,h} = \text{prezzo MGPz}$
Offerta ma non accettata o non Offerta nei Mercati dell'Energia e Offerta e accettata nel MSD	MGP/MI MSD	$P_{ref,h} = \max(\text{prezzo MGPz}; \text{Prezzo offerto in MSD})$
Offerta ma non accettata o non Offerta nei Mercati dell'Energia e Offerta e non accettata nel MSD	MGP/MI MSD	$P_{ref,h} = \max(\text{prezzo MGPz}; \text{Prezzo strike})$ $P_{ref,h} = \max(\text{prezzo MGPz}; \min(\text{Prezzo offerto in MSD}, \text{Max Prezzo MSD}))$
Offerta e non accettata nei Mercati dell'Energia e non offerta nel MSD o non presentata né nei Mercati dell'Energia né nel MSD	MGP/MI MSD	Sistema adeguato: $P_{ref,h} = \max(\text{prezzo MGPz}; \text{Max Prezzo MSD})$
		Sistema non adeguato (evento di scarsità): $P_{ref,h} = \text{VOLL}$

OFFERTA ACCETTATA OFFERTA NON ACCETTATA MANCATA OFFERTA

Fonte: analisi AFRY

Il prezzo *strike*, e quindi l'ammontare restituito dall'assegnatario di capacità, è fortemente dipendente dal prezzo della *commodity* gas e dall'efficienza della tecnologia di picco scelta. Il prezzo *strike* ha la funzione di limitare i sovra prezzi dell'energia per il sistema (derivanti da sistemi corti/comportamenti opportunistici degli operatori), allineandoli al costo generazione della tecnologia di picco scelta.

Ad oggi il prezzo *strike*, si basa sui costi di generazione di un OCGT. In futuro, al fine di garantire l'efficienza del *Capacity Market*, il calcolo del prezzo *strike* deve tener conto dell'evoluzione delle tecnologie di picco nel sistema elettrico italiano al fine di allineare il prezzo *strike*, e quindi le restituzioni, con gli effettivi costi marginali della tecnologia di picco (Figura 21).



Fonte: analisi AFRY

2.3 Il ruolo del TSO e dei DSO per la gestione delle reti nel nuovo mercato

A fronte di una crescente penetrazione di risorse distribuite (rinnovabili e/o flessibili), è necessario che il mercato a tendere assicuri lo sviluppo e l'integrazione delle stesse, in quanto anch'esse fondamentali per la transizione del sistema elettrico. Per far sì che questo avvenga, deve esserci una evoluzione di quella che è oggi la gestione operativa dei servizi nelle reti di trasmissione e distribuzione, preservando allo stesso tempo la sicurezza delle reti, ossia garantendo che non sussistano rischi né per la sicurezza del sistema elettrico nazionale né per la rete elettrica alla quale sono o saranno connessi tali risorse, economicità per il sistema, ossia garantendo che tale sviluppo ed integrazione avvenga a minimo costo, e concorrenzialità sui mercati, ossia limitando distorsioni ed inefficienze.

Figura 20
Determinazione del prezzo di riferimento per il calcolo delle restituzioni all'interno del *Capacity Market*

Figura 21
Confronto prezzo *strike* per diverse tecnologie marginali di riferimento

Le risorse distribuite rinnovabili e flessibili rappresentano ad oggi un ulteriore strumento per raggiungere efficacemente la transizione energetica. Impianti rinnovabili, accumuli e domanda elettrica possono giocare un ruolo attivo non solo nella produzione/consumo di energia elettrica, ma anche nella fornitura di servizi che garantiscano la sicurezza del sistema elettrico di distribuzione.

Al fine di determinare quale sia il miglior modello di gestione delle risorse locali, ci sono alcune caratteristiche prioritarie che il nuovo disegno deve avere sulla base dei principi di sicurezza, economicità e concorrenza qui sopra descritti.

Il nuovo modello di gestione delle risorse locali deve garantire la sicurezza delle reti di distribuzione attenendosi ai seguenti punti cardine:

- ♦ offrire servizi che siano attivabili localmente e che, quando vi è un beneficio per il sistema, possano essere gestiti in coordinamento con i servizi di rete di trasmissione. Il servizio di risoluzione delle congestioni su reti locali può potenzialmente coinvolgere TSO ed i DSO al fine di ottimizzare la risoluzione delle problematiche di congestione locali, tenendo conto anche dei fabbisogni della rete di trasmissione
- ♦ applicare tempistiche di implementazione del modello che siano compatibili con gli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle rinnovabili al fine di affrontare in maniera efficace le problematiche di sicurezza di rete che possono derivare da un aumento della generazione intermittente distribuita e dal ruolo sempre più attivo della domanda elettrica
- ♦ conciliare il modello con i piani di investimenti dei *system operator* sulle reti, soprattutto per quanto riguarda investimenti atti alla digitalizzazione delle reti
- ♦ assicurare che le competenze e gli strumenti del *system operator* e dell'offerta siano adeguati rispetto a quanto richiesto dal modello di gestione
- ♦ assicurare la fattibilità della condivisione e gestione dei dati relativi ai servizi locali applicati.

L'introduzione di un nuovo modello deve inoltre garantire che vi sia economicità per il sistema andando a ricercare quello che deve essere il migliore *trade-off* tra un approvvigionamento di risorse locale rispetto ad altre alternative possibili (a.e. potenziamento delle infrastrutture elettriche). Oltre a dover garantire economicità, il modello deve al contempo favorire il funzionamento efficiente e sicuro del sistema di distribuzione⁴². La maggior economicità del modello deve essere valutata anche considerando le possibili interazioni e sinergie che possono essere attivate tra i mercati dei servizi locali e quelli globali (che comprendono MGP/MI e MSD/MB).

È inoltre fondamentale che venga preservata la concorrenza tra le risorse all'interno del modello al fine di non generare effetti distorsivi ed inefficienze. In questo contesto ed in linea con le Direttive comunitarie⁴³, condizione necessaria affinché il DSO possa avere un ruolo attivo nella gestione dei servizi di rete in coordinamento con il TSO è che siano fornite adeguate garanzie circa l'autonomia decisionale, l'indipendenza operativa e la trasparenza sulle attività svolte. In particolare, è necessario assicurare:

- ♦ la neutralità del *system operator*⁴⁴ per quanto riguarda la selezione ed attivazione delle risorse distribuite, secondo principi di sicurezza ed economicità (seguendo un criterio di merito economico) per il sistema

⁴² Così come previsto dalla direttiva UE 2019/944, e suo recepimento attraverso Dgls 8/11/2021 n. 210.

⁴³ Così come previsto da Direttiva UE 2019/944 e suo recepimento attraverso Dgls 8/11/2021 n. 210, art. 23 e dalla segnalazione numero AS1824 dell'AGCM.

⁴⁴ Così come previsto dalla direttiva UE 2019/944, e suo recepimento attraverso Dgls 8/11/2021 n. 210.

- ♦ la trasparenza del *system operator*⁴⁵ in merito ai servizi che vengono attivati (a.e. rendendo disponibili le informazioni circa le risorse attivate, le motivazioni sottostanti l'attivazione, i prezzi aggiudicati dalle risorse) al fine di fornire i corretti segnali agli operatori e consentire il controllo del corretto funzionamento dei mercati

Al fine di garantire neutralità e trasparenza, devono essere previsti meccanismi di monitoraggio da parte del regolatore e/o istituzioni per la verifica ex-ante ed ex-post della corretta attività del *system operator*.

Inoltre, il nuovo modello dovrà essere definito in modo che:

- ♦ si realizzi sufficiente liquidità all'interno dei singoli servizi. Questo si potrebbe realizzare, ad esempio, attraverso mercati locali aperti anche a risorse di piccola taglia (dell'ordine del kW) e con *procurement* di medio termine, così da aumentare la numerosità delle risorse disponibili in mercati di dimensioni tipicamente ridotte come quelle delle reti di distribuzione
- ♦ vengano eliminate le barriere di tipo tecnico/operativo, regolatorio e finanziario al fine di rendere massiva l'attivazione di risorse locali

In futuro anche per la rete di distribuzione è previsto uno sviluppo massivo della generazione rinnovabile affiancato da risorse flessibili come batterie e *Demand Response*. Come mostrato in Figura 22, la capacità FER intermittente allacciata alla rete di distribuzione rappresenta, con 22 GW al 2019, più del 70% della capacità intermittente totale (30 GW). Considerando che, secondo i *target* fissati dal *Fit For 55*, la capacità rinnovabile intermittente totale dovrà crescere dagli odierni circa 30 GW a 87 GW nel 2030, è presumibile che la capacità distribuita continuerà a ricoprire un ruolo importante nella *mix* di generazione futuro. Inoltre, le potenzialità delle risorse distribuite di accumulo e di parte della domanda possono fornire al sistema servizi di flessibilità per la gestione sicura della rete di distribuzione. In questo contesto, sulla base degli scenari energetici al 2030 sviluppati da Confindustria e RSE nel 2022, rispetto al 2018, le capacità delle batterie *small-scale* è prevista aumentare di circa +20 GWh, mentre il consumo dei veicoli elettrici e delle pompe di calore elettriche rispettivamente di circa +23 TWh e +9 TWh nel 2030.

È lecito quindi pensare che nel nuovo modello di mercato a cui tendere al 2030, una gestione efficiente, sicura e affidabile del sistema elettrico passerà, sempre di più, anche dalle reti di distribuzione, con un ruolo sempre più attivo da parte della generazione FER e delle risorse flessibili distribuite.

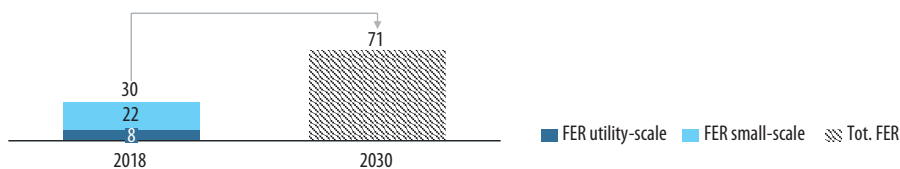


Figura 22
Evoluzione attesa della capacità FER intermittente⁴⁶ installata (GW)

Fonte: totale capacità FER intermittente al 2019: Terna; quota parte FER small-scale intermittente al 2019: ARERA; totale capacità FER intermittente al 2030: *target* previsto da PNIEC⁴⁷

⁴⁵ Così come previsto dalla direttiva UE 2019/944, e suo recepimento attraverso Dgls 8/11/2021 n. 210.

⁴⁶ Solare PV ed Eolico *On-Shore*.

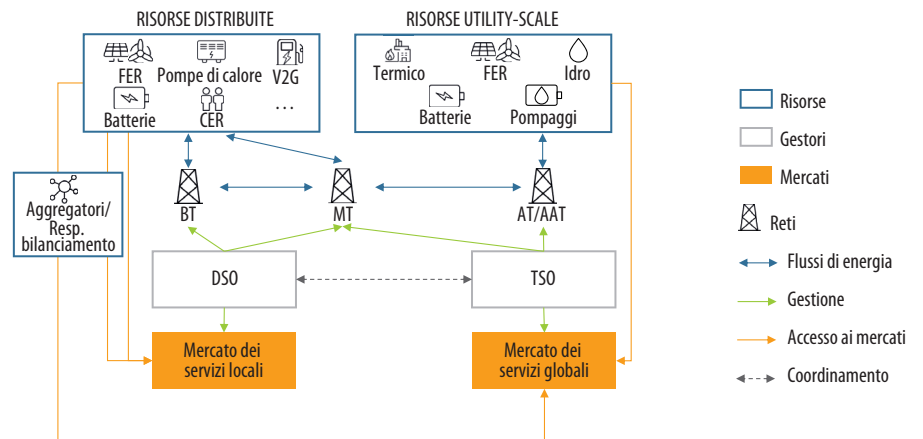
⁴⁷ I *target* al 2030 saranno aggiornati con l'uscita dei nuovi scenari Terna-Snam

L'individuazione del miglior modello di coordinamento TSO-DSO per il mercato a tendere non può prescindere da un'analisi approfondita che tenga conto della sicurezza, affidabilità ed economicità del sistema e della concorrenza tra gli operatori.

In Figura 23 è illustrato un possibile schema di funzionamento del sistema elettrico applicabile al futuro disegno di mercato. Lo schema proposto prevede la creazione di un mercato dei servizi locali per la rete di distribuzione gestito dai DSO, affiancato dall'esistente mercato dei servizi globali, che include MGP/MI e MSD/MB, gestito dal TSO. Il mercato dei servizi locali include servizi quali la risoluzione delle congestioni e la regolazione della tensione sulle reti in bassa e media tensione gestite dai DSO. Le risorse distribuite che potranno offrire tali servizi includono, tra le altre, anche in forma aggregata, la generazione distribuita FER, le batterie, i veicoli elettrici, le pompe di calore e altre unità di consumo flessibili e le Comunità Energetiche Rinnovabili⁴⁸.

La valutazione dei modelli di coordinamento TSO-DSO e di *procurement* dei servizi locali non rientra tra gli scopi del presente progetto e richiede uno studio dedicato e di dettaglio, alla luce dei principi cardine precedentemente individuati.

Figura 23
Schema illustrativo - possibile
evoluzione dell'assetto di funzionamento
del sistema elettrico



Fonte: AFRY

A livello europeo, numerosi progetti per la fornitura di servizi di flessibilità locali sono stati già avviati per valutare le soluzioni più adeguate ed efficienti, con il coinvolgimento sia dei TSO che dei DSO, come acquirenti di tali servizi (si vedano esempi presentati in Figura 24).

⁴⁸ Si veda Allegato B.3 maggiori dettagli sul mercato degli Stati Uniti, dove le Comunità Energetiche Rinnovabili hanno ottenuto un successo rilevante.

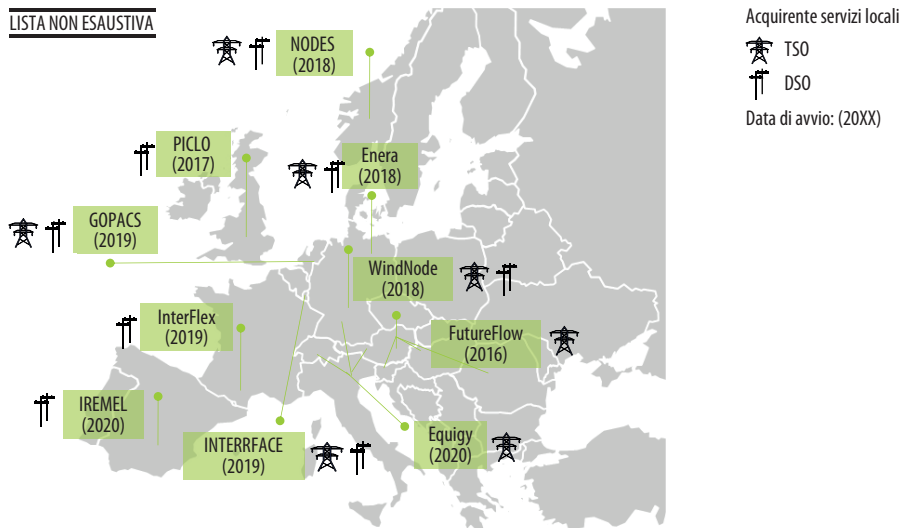


Figura 24
Esempi di iniziative e piattaforme europee per servizi di flessibilità locali

Fonte: analisi AFRY

Le esperienze europee analizzate hanno avuto il principale scopo di sperimentare l'efficacia e l'efficienza dei servizi su reti di distribuzione, in particolare per quanto riguarda i servizi di risoluzione delle congestioni e la regolazione di tensione su reti di distribuzione.

Di seguito un dettaglio maggiore su alcune iniziative rilevanti tra quelle presentate in Figura 24:

- ♦ **Nodes:** è una piattaforma di scambio di servizi di flessibilità di breve e lungo periodo, utilizzata in fase sperimentale in diversi Paesi, tra cui Regno Unito, Norvegia e Svezia, con lo scopo di valutare i potenziali benefici derivanti da servizi di flessibilità locali. I servizi di flessibilità per la rete di distribuzione offerti su Nodes includono risoluzione delle congestioni, regolazione di tensione e bilanciamento della rete (inteso come approvvigionamento di energia). Attraverso la piattaforma sono stati sviluppati diversi progetti, tra cui:
 - *NORFLEX (Norvegia):* progetto dimostrativo su larga scala (3 anni), a cui aderiscono TSO, DSO e *flexibility service provider*, per dimostrare come flessibilità locale possa essere utilizzata dal TSO;
 - *IntraFlex (Regno Unito):* progetto dimostrativo a cui aderiscono Western Power Distribution e *flexibility service provider* per servizi di flessibilità a partire da alcuni giorni fino a 90 minuti prima della consegna;
 - *Sthlmflex (Svezia):* progetto a cui aderiscono distributori nell'area di Stoccolma, con l'obiettivo di avviare un mercato regionale della flessibilità, su base *day-ahead* e *intra-day* e attraverso aste per servizi stagionali di lungo termine.
- ♦ **Piclo:** è una piattaforma di scambio di servizi di flessibilità locale dove sono stati approvvigionati ad oggi 667 MW, e registrati 13.9 GW di capacità flessibile. La piattaforma è attiva nel mercato del Regno Unito ed ha avviato sessioni di *procurement* attraverso le quali i DNO hanno contrattualizzato risorse flessibili tra cui:
 - *2018-2019:* avviato un progetto per più di 450 MW di risorse flessibili, coinvolgendo 6 DNO. I *system operator* hanno organizzato aste per contrattualizzare risorse per la risoluzione delle congestioni, regolazione di tensione o interruzioni;
 - *Maggio 2021:* UK Power Network si è procurata tramite asta, risorse flessibili quali EV, DSR e batterie small-scale, siglando contratti di servizi per un totale di 30 M€;

- *Giugno 2021*: SP Energy Networks ha contrattualizzato, tramite asta, 555 MW di capacità distribuita flessibile.
- ♦ **GOPACS**: è una iniziativa avviata dal TSO dei Paesi Bassi (TenneT) e dagli operatori di rete regionali per risolvere prevalentemente problemi di congestione locali. GOPACS non è una piattaforma di mercato, ma utilizza ordini su piattaforme di mercato elettriche già esistenti. In base agli ordini di acquisto e di vendita sottomessi sulla piattaforma *intraday* di ETPA, GOPACS calcola rapidamente se l'ordine soddisfa le seguenti condizioni:
 - risolve la situazione di congestione locale;
 - aggrava la congestione in altre parti della rete elettrica.

Il servizio è remunerato dall'operatore della rete locale congestionata:

- ♦ **Enera**: è una iniziativa parte del programma SINTEG, lanciato dal Governo tedesco per il proprio mercato elettrico per la valutazione di un mercato di flessibilità locale su larga scala, con *focus* principale sulla risoluzione delle congestioni su rete locale. Il progetto è sviluppato in cooperazione con EPEX *spot* e un consorzio composta da 33 partner. L'iniziativa prevede che gli operatori di trasmissione e/o distribuzione sottomettano le loro offerte per contratti di flessibilità, avendo individuato possibili congestioni in un determinato periodo. Questo progetto ha avuto l'obiettivo di identificare azioni e investimenti in *digital infrastructure*, necessari per la transizione energetica del paese

Nonostante le numerose iniziative per lo sviluppo di servizi su reti locali presenti sul territorio europeo, esistono ancora posizioni divergenti sul tema che rimandano ad approfondimenti su base nazionale e locale.

A dicembre 2021, l'associazione dei TSO (ENTSO-E), DSOs (EDSO) e di settore (Eurelectric) hanno pubblicato un documento⁴⁹ atto a definire una *roadmap* di evoluzione del *framework* regolatorio per lo sviluppo della flessibilità su rete locale di distribuzione. A tal fine il documento fornisce un *assessment* dei *gap* regolatori che è necessario colmare al fine di facilitare la partecipazione delle risorse distribuite ai servizi di flessibilità. Tra raccomandazioni individuate dai TSO e DSO emergono alcune posizioni contrastanti come ad esempio:

- ♦ sulla necessità di sviluppare un modello armonizzato per l'utilizzo di risorse flessibili, i TSO ritengono che i DSO non possano gestire o essere responsabili di mercati di ridispacciamento, mentre i DSO ritengono di essere responsabili per la risoluzione delle congestioni, il *capacity management* ed il ridispacciamento sulle proprie reti;
- ♦ sulla necessità di sviluppare un elenco di attributi comuni per nuovi servizi di flessibilità (a.e. *grid capacity management*, *congestion management*, *voltage control*) i DSO ritengono che il controllo della tensione e della potenza reattiva possa diventare sempre più complicato con l'aumentare della penetrazione di risorse distribuite. Pertanto, i DSO ritengono sia prioritario definire principi di alto livello comuni tra gli stati UE per i servizi locali individuati. I TSO invece ritengono che il problema del controllo della tensione debba essere risolto localmente, senza necessità di coinvolgere gli altri mercati europei. Pertanto, i principi di alto livello citati, secondo i TSO, devono essere stabiliti a livello nazionale.

⁴⁹ DSO-TSO Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility .

Tra i temi discussi dal Tavolo di Lavoro, emergono anche punti convergenti tra le parti come ad esempio:

- ♦ la necessità di definire requisiti per lo scambio di dati (misura, congestione, bilanciamento) necessari a facilitare meccanismi *market-based* per la risoluzione congestioni, considerata una priorità per entrambi TSO e DSO;
- ♦ la necessità di definire principi guida accettabili a livello europeo, seguendo *best-practice* derivanti da metodologie utilizzate in mercati esistenti. Per questa tematica i TSO e DSO danno una priorità media rispetto ad altre azioni da intraprendere.

All'interno del panorama italiano, attraverso le *lesson learnt* derivanti dall'implementazione di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, come ad esempio quelli previsti dalla Delibera ARERA 352/2021, è possibile ottenere indicazioni preliminari sul quale sia il miglior modello di funzionamento del mercato di servizi locali e di coordinamento tra i *system operator* da applicare.

2.4 Il ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili nel nuovo mercato

Con i nuovi obiettivi previsti dalla proposta di revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili e le ulteriori integrazioni del Piano *REPowerUE*, la produzione di energia da fonte rinnovabile sarà portata al 45% entro il 2030. In particolare, per il settore elettrico, il nuovo obiettivo di generazione rinnovabile comporta un aumento consistente della produzione, che verosimilmente supererebbe di gran lunga gli attuali *target* previsti dal PNIEC.

Il vettore elettrico, asse centrale del processo di decarbonizzazione europea, è stato oggetto, a partire dal *Clean Energy Package* del 2018, di un profondo cambio di paradigma. Tale processo ha portato, *inter alia*, a promuovere e riconoscere, anche ai fini della tutela della competitività del sistema industriale, il nuovo ruolo del *prosumer* e della domanda di mercato, che assume una funzione pro-attiva sempre più rilevante. In questa prospettiva, infatti, il nuovo consumatore è chiamato a rafforzare la sua capacità di autoproduzione rinnovabile, giocando un ruolo strategico per le imprese industriali di medie e grandi dimensioni sottostanti al regime ETS, che vedono con il *pacchetto Fit for 55* un innalzamento dei loro obiettivi di decarbonizzazione. La magnitudo della nuova capacità di produzione rinnovabile richiede, comunque, un *framework* in grado di facilitare la creazione di assetti organizzativi abilitanti, come le *Energy Community*. Nel contesto italiano, ma anche in molti altri Paesi europei, la geografia industriale presenta importanti casi di Distretti industriali localizzati su base territoriale caratterizzate da forti sinergie di filiera. L'art 2, lett.16 della Direttiva 2018/2001 prevede, tuttavia, una definizione limitativa con riferimento alle comunità energetiche rinnovabili, che esclude dalla compagine di *governance* le medie e grandi imprese.

Nel caso dei Distretti industriali, l'estensione della partecipazione di medie e grandi imprese allo sviluppo di rinnovabili, attraverso strutture consortili in grado di gestire più adeguatamente il rischio prezzo ed il rischio controparte connesso agli investimenti negli impianti, consentirebbe di aumentare il potenziale di investimento territoriale di capacità di produzione rinnovabile. Inoltre, considerando il fabbisogno incrementale di generazione rinnovabile connessa agli obiettivi di sviluppo dell'idrogeno, permetterebbe anche di rafforzare i progetti di produzione di H2 *green* che dovrebbero trovare prioritaria applicazione soprattutto nei processi industriali per la riduzione del consumo

di gas naturale. Infine, l'allargamento della compagine di partecipazione volontaria modificando la lettera b) della definizione, risulterebbe comunque rispettosa dei principi di governance di cui alla lettera a) della definizione e delle finalità di cui alla lettera c).

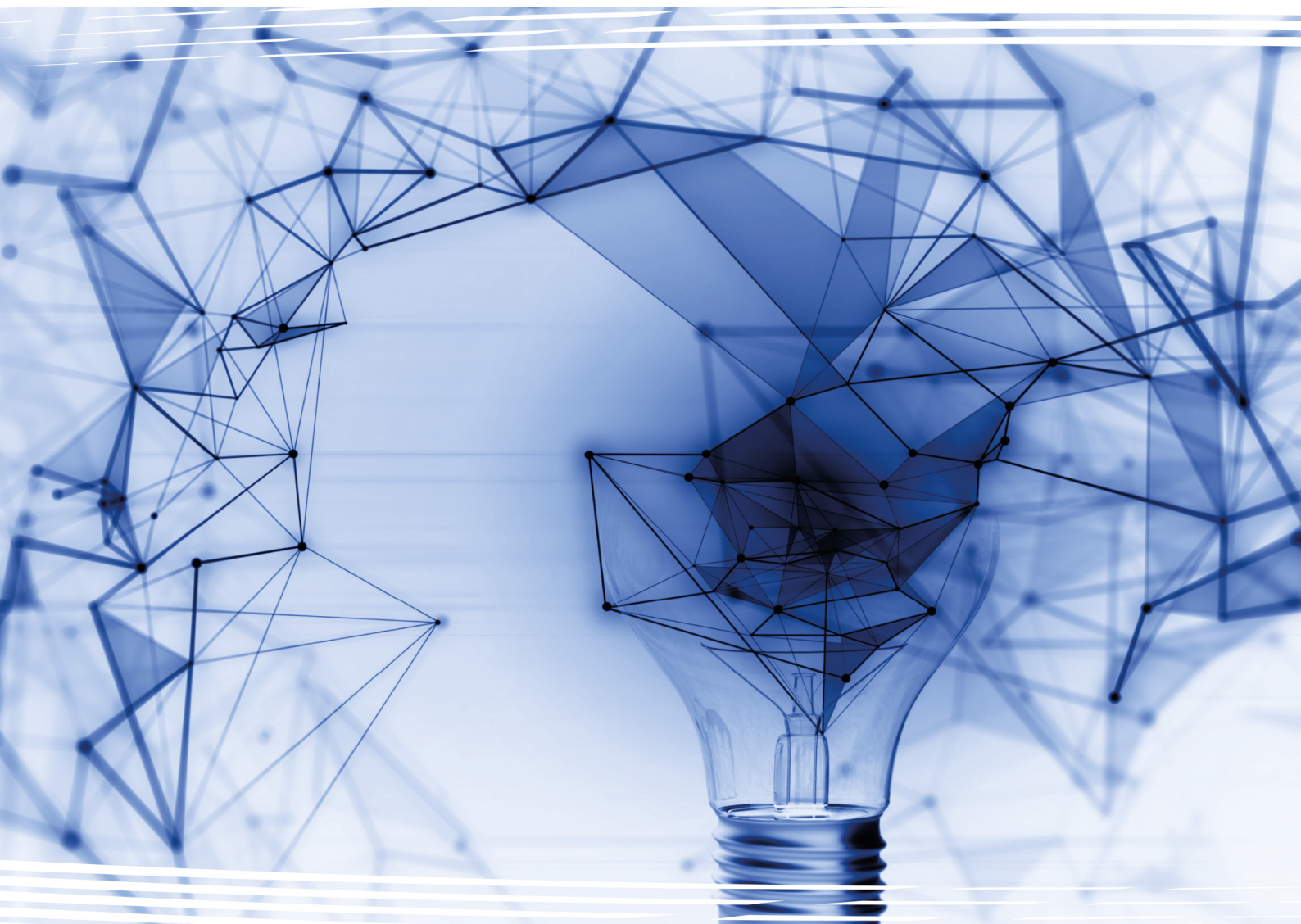
In termini generali, lo sviluppo delle FER dovrà essere favorito anche attraverso la semplificazione per l'accesso a comunità energetiche a livello industriale, dei servizi e residenziale, garantendo che la gestione delle stesse sia affidata ad un gestore qualificato.

Di seguito si riporta una sintesi di proposte di criteri costitutivi e tecnici per il settore industriale al fine di promuovere il nuovo ruolo di *prosumer* dell'utente industriale:

- ♦ estendere la partecipazione anche a soggetti come medie e grandi imprese e consorzi di medie e grandi imprese
- ♦ estendere il perimetro di interesse dalla «cabina primaria» alla «cabina primaria contigua» per promuovere lo sviluppo di capacità produttiva in prossimità
- ♦ superare il vincolo di taglia massima per impianto di 1 MWp
- ♦ estendere la partecipazione a tecnologie come impianti a Cogenerativi ad Alto Rendimento e trigenerazione
- ♦ prevedere la prelazione su aree idonee per lo sviluppo delle FER
- ♦ prevedere una struttura efficiente di incentivazione economica, che includa premialità in relazione ai costi evitati per il sistema, considerando correttamente il grado di sviluppo tecnologico. Tali premialità possono prevedere ad esempio:
 - esenzione dagli oneri di trasporto (AT): in virtù dei costi evitati per il trasferimento zonale di energia
 - riduzione degli oneri di distribuzione: in virtù dei costi evitati per la trasmissione su reti di distribuzione
 - riduzione degli oneri da *Capacity Market*: in virtù del fatto che la CER concorre all'adeguatezza del sistema, riducendo i costi per il *Capacity Market*
 - riduzione/esenzione dell'*uplift*: in virtù dei costi evitati di bilanciamento dato che la CER è in grado di autobilanciarsi
 - premio basato su segnali locazionali: per sviluppare impianti in prossimità dei distretti industriali/centri di consumo, promuovendo in questo modo investimenti nelle aree a scarsa presenza di progetti FER
 - eventuali meccanismi di supporto fiscale: per favorire gli investimenti finalizzati alla transizione ecologica, in coerenza con gli obiettivi di accelerare la decarbonizzazione e relativi ai rischi di delocalizzazione

Un esempio di mercato virtuoso è quello degli Stati Uniti, dove le CER si sono sviluppate soprattutto attraverso meccanismi come schemi di *net metering*, accesso a contratti di lungo termine (PPA) e programmi governativi dedicati (si veda Allegato B.3 per maggiori dettagli).

ALLEGATO A ULTERIORI DETTAGLI SULLA PROPOSTA DI RIFORMA



A.1 Revisione del processo autorizzativo

L'efficace implementazione del disegno di mercato proposto presuppone che venga garantita una sufficiente rapidità dei processi autorizzativi affinché lo sviluppo di FER sia al passo con i *target* di decarbonizzazione.

Questo studio non si preme l'obiettivo di trovare una soluzione relativamente alle problematiche autorizzative che negli ultimi anni hanno ostacolato lo sviluppo delle rinnovabili in Italia, considerando quindi la soluzione dei problemi autorizzativi come *conditio sine qua non* per la realizzazione del nuovo disegno di mercato.

Diverse azioni sono state identificate e sottoposte al vaglio del *decision maker* da Confindustria e dal Tavolo di lavoro. Tuttavia, l'implementazione di tali azioni non è oggetto del presente studio in quanto del tutto esogene alla definizione del futuro disegno mercato.

In aggiunta alle potenziali soluzioni già identificate, si suggeriscono ulteriori interventi proposti applicando logiche di premialità (Tabella 2)

PROPOSTA	PRO	CONTRO
Interventi compensativi (ambientale e sociale)	Schema già utilizzato in alcune regioni per PV (a.e. cessione suolo/fornitura di e.e. a comunità locali e/o PA)	Negoziante generalmente bilaterale tra sviluppatore ed enti /comunità locali
Incentivazione del «local content» (a.e. sgravi fiscali per investitori)	Effetti indiretti su occupazione e sviluppo industriale del territorio	Necessità di costruire poli locali di competenze e tecnologie
Introduzione di prezzi e.e. finali zonal	Nessuna necessità di un intervento della legislazione regionale	Stimolo indiretto e non immediato (tempi di reazione probabilmente lunghi)

Tabella 2
Ulteriori possibili leve di efficientamento per la soluzione delle problematiche autorizzative

Fonte: proposte sulla base di esperienze AFRY sul mercato

A.2 Razionale della proposta di adottare un modello di approvvigionamento misto per lo sviluppo di FER

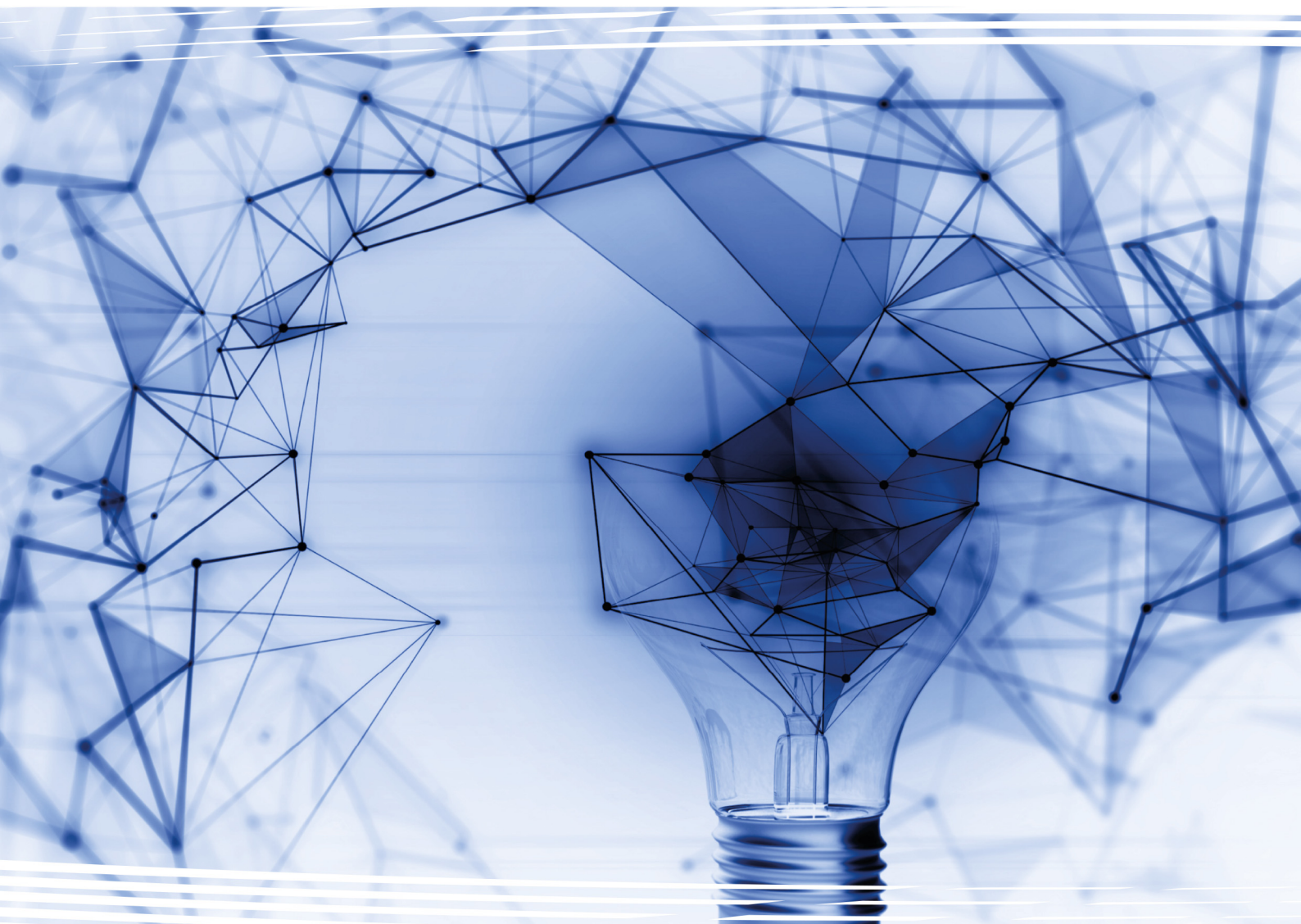
Durante la fase transitoria, descritta nel Capitolo 2, un modello di approvvigionamento misto può preservare concorrenzialità e sviluppo FER, minimizzando i costi per sistema e rete. I contributi che singolarmente possono fornire le aste/sessioni di mercato "regolate" e i PPA al mercato elettrico sono presentati in Tabella 3.

Tabella 3 - Impatto di aste/sessioni di mercato regolate e PPA sul mercato elettrico

STRUMENTO	CONCORRENZIALITÀ MERCATO	CONTRIBUTO A CRESCITA FER	PREZZI COSTREFLECTIVE	CONTROLLO DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA	MINIMIZZAZIONE COSTI CONSUMATORI FINALI
Aste/Sessioni di mercato "regolate"	! Dipende dal disegno d'asta e regole di accesso all'energia rinnovabile (a.e. accesso domanda)	✓	! Generalmente prezzo d'asta definito tenendo conto anche dei costi delle tecnologie	✓ Definendo contingent e/o <i>price adjustment</i> zonal	! Dipende dal disegno d'asta – alcuni schemi considerano il consumer surplus e/o <i>savings</i> sui consumi
Power Purchase Agreement – PPA (corporate/ utility)	✓	! Contributo significativo solo in mercati con liquidità FER alta (a.e. USA, Spagna)	! Dipende dalla liquidità del mercato PPA e di FER, <i>mix</i> di generazione e struttura del mercato	x Impianti tipicamente non sviluppati laddove più efficiente per la rete (a.e. consumo nordproduzione sud)	✓

Fonte: proposte sulla base di esperienze AFRY sul mercato | Legenda: ✓ alto; x basso; ! dipende

ALLEGATO B
ANALISI DI SUPPORTO
ALLO SVILUPPO
DELLA PROPOSTA



B.1 Meccanismo di sviluppo FER

B.1.1 Meccanismi d'asta

Il disegno del MAVER (descritto nel Paragrafo 2.1.1) è stato supportato da una dettagliata analisi di *benchmark* dei principali meccanismi d'asta FER all'interno del panorama mondiale. L'analisi si è focalizzata su quei meccanismi d'asta che hanno efficacemente consentito lo sviluppo delle FER nei relativi paesi. Le *lesson learned* raccolte (si veda Figura 25 per una sintesi e Allegato B.1.1.2 per maggiori dettagli) hanno supportato il disegno di alcuni dei principi fondamentali di funzionamento del MAVER quali:

- ♦ l'approvvigionamento attraverso contratti di lungo termine, come osservato in tutti i meccanismi analizzati, con durate dagli 8 ai 30 anni
- ♦ la presenza di contingenti FER su base zonale coerentemente con lo sviluppo del sistema elettrico, come introdotto dai meccanismi LTPA in Messico e LTC Energia in Brasile, dove i contingenti sono definiti zonalmente
- ♦ la presenza di chiari segnali di prezzo locazionali, come introdotto dagli stessi meccanismi LTPA in Messico e LTC Energia in Brasile, attraverso differenziazione dei prezzi a livello zonale
- ♦ l'accesso sia all'offerta (generazione) che alla domanda (consumo), come previsto dal meccanismo LTPA in Messico che permette la contrattualizzazione di energia FER direttamente tra produttori e consumatori
- ♦ la presenza di una controparte centrale per la gestione del rischio controparte, come osservato all'interno di tutti i meccanismi analizzati, ad eccezione del meccanismo LTC Energia in Brasile
- ♦ la stimolazione di domanda di flessibilità, come fatto all'interno del meccanismo LTC Energia in Brasile che utilizza criteri di selezione degli impianti aggiudicatari anche sulla base della compatibilità tra profili di generazione offerti dagli impianti e quelli richiesti dagli acquirenti (DSO in questo caso)

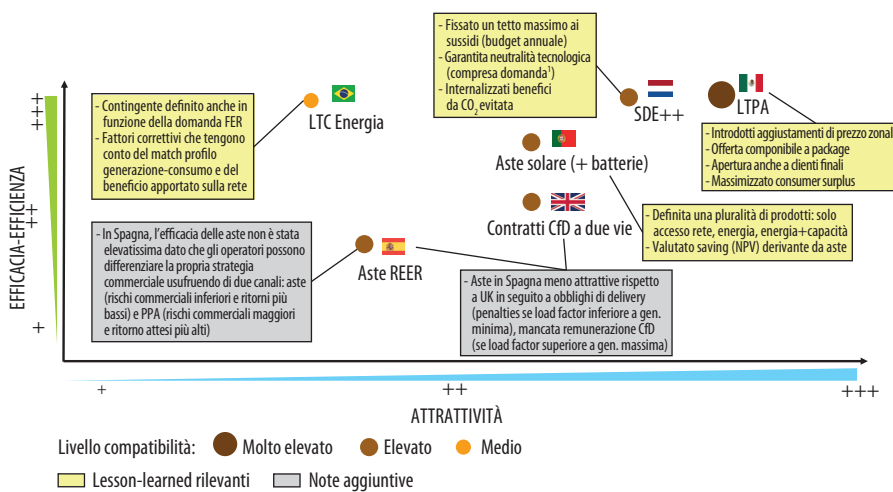


Figura 25
Principali *lesson learned* risultanti dal *benchmark* sui meccanismi d'asta FER

Fonte: analisi AFRY | 1. Escluse utenze residenziali

Si riporta di seguito la metodologia utilizzata (Allegato B.1.1.1) ed i dettagli sui risultati del *benchmark* (Allegato B.1.1.2).

B.1.1.1 Metodologia utilizzata

Per identificare i meccanismi d'asta migliori, sono stati analizzati quelli predisposti dai Paesi più virtuosi e più in linea con gli obiettivi del modello, attraverso criteri di valutazione quali attrattività per l'investitore, efficacia/efficienza per il sistema e compatibilità con il sistema elettrico italiano (si veda Figura 26 per il dettaglio sui parametri e criteri di valutazione utilizzati).

Figura 26 - Dettaglio sulla metodologia utilizzata per il benchmark sui meccanismi d'asta FER

PARAMETRI		CRITERI DI VALUTAZIONE			
Attrattività	Tipologia prodotto e volumi	+ ++ +++	- Su base energia <i>as-produced</i> (MWh) e/o capacità (MW) con vincoli sulla produzione (max/min) imposti all'operatore - Su base energia <i>as-produced</i> (MWh) e/o capacità (MW) con vincoli sulla produzione (max/min) scelti dall'operatore - Su base energia <i>as-produced</i> (MWh) e/o capacità (MW) senza vincoli		
	Remunerazione	+ ++ +++	- Rischio prezzo e rischio volume/sbilanciamento sul produttore (a.e. vendita a mercato senza garanzia di prelievo) - Rischio prezzo o rischio volume/sbilanciamento sul produttore (a.e. vendita a prezzo fisso, senza vincoli di prelievo) - Nessun rischio prezzo né di volume/sbilanciamento in capo al produttore		
	Rischio controparte	+ ++ +++	- Vendita di energia a mercato - Vendita di energia ad unica controparte (a.e. fornitore unico) - Vendita di energia a controparti multiple (a.e. fornitori multipli, clienti finali)		
Efficacia-Efficienza	Contributo crescita FER/batterie	+ ++ +++	- Sotto crescita FER attesa da <i>target</i> - Il linea con crescita FER attesa da <i>target</i> - Oltre crescita FER attesa da <i>target</i>		
	Livello di competizione	+ ++ +++	- Offerte inferiori al contingente. Prezzi superiori a LCOE della tecnologia - Offerte in linea/poco inferiori al contingente. Prezzi in linea con LCOE della tecnologia - Offerte superiori a contingente. Prezzi inferiori a LCOE della tecnologia		
	Impatto sul sistema	+ ++ +++	- No segnali di prezzo zonali (a.e. applicazione contingenti nazionali) e limitata riduzione costi <i>procurement</i> (a.e. aste per tecnologia) - Solo segnali di prezzo zonali (a.e. applicazione contingenti zonali) o minimizzazione costi <i>procurement</i> (a.e. aste <i>technology neutral</i>) - Segnali di prezzo zonali (a.e. applicazione contingenti zonali) e minimizzazione costi <i>procurement</i> (a.e. aste <i>technology neutral</i>)		
Compatibilità	Facilità di implementazione	+ ++ +++	- Meccanismo mai o poco utilizzato in Italia (a.e. aste sui fornitori) - Meccanismo parzialmente implementato in Italia (a.e. CfD a due vie ma senza controllo dei costi) - Meccanismo implementato in Italia (a.e. CfD a due vie)		
	Compatibilità con modello a tendere	+ ++ +++	- Rispetta 1 o nessun criterio - Rispetta 2 criteri - Rispetta almeno 3 criteri		
		<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: middle;">} Criteri</td> <td> 1. Valorizzazione della flessibilità (geografica e/o temporale) 2. Vincoli di profilo/volume 3. Clienti finali / fornitori come buyer 4. Controllo del livello di incentivazione /impatto sul sistema </td> </tr> </table>	} Criteri	1. Valorizzazione della flessibilità (geografica e/o temporale) 2. Vincoli di profilo/volume 3. Clienti finali / fornitori come buyer 4. Controllo del livello di incentivazione /impatto sul sistema	
} Criteri	1. Valorizzazione della flessibilità (geografica e/o temporale) 2. Vincoli di profilo/volume 3. Clienti finali / fornitori come buyer 4. Controllo del livello di incentivazione /impatto sul sistema				

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio

Fonte: AFRY

I Paesi ed i relativi meccanismi d'asta analizzati sono stati i seguenti:








- ◆ Portogallo: aste centralizzate FER accoppiate a batterie
- ◆ Spagna: schema CfD a due vie (aste REER)
- ◆ Regno Unito: schema CfD a due vie
- ◆ Paesi Bassi: schema CfD ad una via (aste SDE++)
- ◆ Messico: schema *long-term* di *clean energy* (LTPA)
- ◆ Brasile: schema *long-term* di *clean energy* (LTC Energia)

B.1.1.2 Risultati del benchmark

Portogallo (Aste centralizzate FER+batterie)

Le aste portoghesi hanno efficacemente permesso la partecipazione di impianti FER accoppiati a batterie, grazie a sistemi di remunerazione misti (Figura 27).

Figura 27 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta in Portogallo

ASTA SOLARE (+BATTERIE)		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> - Partecipanti: solare PV, solare PV+batterie (capacità minima batteria pari a 20% capacità solare, durata minima 1h) - Definizione contingenti: nazionale - Durata contratto: 15 anni - Tre meccanismi: <ul style="list-style-type: none"> - i) Compenso fisso al sistema (con accesso <i>merchant</i>) - ii) Modello CfD - iii) Opzione di flessibilità - Gli impianti competono nella stessa asta, indipendentemente dal meccanismo scelto. Le offerte sono classificate in base al maggior risparmio per il sistema elettrico (su base NPV) - Le aste garantiscono l'autorizzazione per la connessione alla rete degli impianti vincitori - Ottenimento del <i>permitting</i> non rappresenta vincolo di partecipazione alle aste 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: i) N.d. (solo accesso connessione alla rete); ii) Energia <i>as-produced</i> (MWh); + iii) Capacità a termine (MW) ed energia <i>as-produced</i> (MWh) – solo con batterie + - Contingente: 700 MW
			 Remunerazione	+ - i) <i>Merchant</i> , al netto di un costo (€/MW) per connessione alla rete; ii) CfD a due vie (€/MWh); iii) Remunerazione della capacità (€/MW) + compenso pagato al sistema (€/MWh) pari a $(P_{mercato} - P_{riferimento}) * 90% * Capacità$ quando $P_{mercato} > P_{riferimento}$
			 Rischio controparte	+ - i) Vendita energia a mercato in capo ai produttori + - ii) e iii) Vendita di energia a mercato in capo ai produttori e gestione remunerazioni/compensi attraverso controparte centralizzata (REN)
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata: 670 MW, 12% della crescita solare prevista da <i>target</i> (+5.5 GW al 2030) + - COD da aggiudicazione asta: 4 anni
			 Livello di competizione	+ - Offerte degli operatori pari a circa dieci volte il contingente disponibile + - Prezzi aggiudicati ² : i) 74k€/MW (compenso al sistema); ii) 11.14€/MWh iii) -37k€/MW (<0, compenso al sistema). LCOE solare atteso in Portogallo al 2022: ~35 €/MWh
			 Impatto sul sistema	+ - Nessuna differenziazione prezzi a livello zonale + - Minimizzazione costi sistema (competizione tra tecnologie diverse) + - Risparmi per il sistema prospettici stimati a 559m€ dal governo portoghese
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Prodotti su base energia <i>as-produced</i> e capacità a termine già utilizzati in Italia + - Meccanismo CfD e remunerazione fissa già utilizzati in Italia + - Da implementare classificazione su base «maggior risparmio per sistema elettrico»
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Prevista valorizzazione flessibilità (solare+batterie) + - Classificazione offerte su base maggior risparmio per sistema elettrico (controllo impatto sul sistema)









Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY | 1. Prezzo di riferimento aggiornato ogni 3 mesi dal governo portoghese e pari al costo marginale prospettato per un CCGT; 2. Valore medio ponderato su capacità

Spagna (aste per CfD a due vie)

In Spagna, meccanismi basati su CfD ed energia *as-produced* non hanno stimolato la partecipazione di batterie, non potendo consentire arbitraggi efficaci nei mercati (Figura 28).

Figura 28 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta in Spagna

ASTE REER		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> - Partecipanti: eolico <i>onshore</i>, eolico <i>offshore</i>, solare PV, solare CSP, biomassa, altre tecnologie¹. Prevista partecipazione di impianti accoppiati a batterie a condizione che venga accumulata solamente energia prodotta dall'impianto FER incentivato - Contingenti: su base nazionale - Durata contratto: 15 anni (biomassa e biogas); 12 anni (restanti tecnologie) - Dal 2020 ad oggi, eseguito un turno d'asta - Aste separate per tecnologia con contingente aggiuntivo su base <i>technology neutral</i> - Ottenimento del <i>permitting</i> non rappresenta vincolo di partecipazione alle aste 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: energia <i>as-produced</i> (MWh) - Contingente (1° Round): 3 GW - Profilo: imposto <i>load factor</i> annuale max/min per tecnologia ²
			 Remunerazione	+ - CfD a due vie (€/MWh) con aggiustamento sulla volatilità: $P_{ricevuto} = P_{aggiudicato} + Coeff_{aggiustamento} * (P_{mercato} - P_{aggiudicato})$ - Coeff. aggiustamento: 0.05-solare PV e eolico, 0.25 restanti tecnologie
			 Rischio controparte	+ - Vendita di energia a mercato in capo ai produttori e gestione remunerazioni/compensi attraverso controparte centralizzata (OMIE)
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata: 1° round-3GW (no batterie), 6% della crescita FER prevista da <i>target</i> (+51 GW al 2030) - COD da aggiudicazione asta: 3 anni-solare PV, 4 anni-eolico <i>onshore</i>
			 Livello di competizione	+ - Offerte degli operatori pari a circa tre volte il contingente disponibile + - Prezzi aggiudicati ³ : 25.6 €/MWh-eolico <i>onshore</i> , 24.6 €/MWh-solare PV. LCOE atteso in Spagna al 2022: ~35 €/MWh (solare), ~60 €/MWh (eolico <i>onshore</i>)
			 Impatto sul sistema	+ - Nessuna differenziazione prezzi a livello zonale + - Limitata riduzione costi sistema (tecnologie competono in aste separate. Presente asta addizionale a contingente misto)
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Prodotti su base energia <i>as-produced</i> già utilizzato in Italia + - Meccanismo CfD già utilizzato in Italia
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Previsti obblighi di immissione minimi e limite massimo di energia incentivabile







Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY | 1. Tra cui biogas, idroelettrico, moto ondoso; 2. Penalità se energia prodotta < min, mancata remunerazione per energia prodotta > max; 3. Valore medio ponderato su capacità; 4. Accesso a batterie, ma tipologia prodotto e remunerazione non stimolanti

Regno Unito (aste per CfD a due vie)

Il meccanismo utilizzato nel Regno Unito risulta poco compatibile con il modello a tendere proposto dallo studio, non garantendo flessibilità e segnali di prezzo zonali (Figura 29).

Figura 29 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta in UK

CONTRATTI CFD		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> - Partecipanti: eolico <i>onshore</i>, eolico <i>offshore</i>, solare PV, altre tecnologie¹ - Aste separate per gruppi di tecnologie aventi costi simili (<i>pot</i>) - Contingenti: su base nazionale - Durata contratto: 15 anni - Limiti su capacità e budget per ogni <i>pot</i> definiti dal governo britannico - Dal 2014 ad oggi, eseguiti tre turni d'asta. Quarto turno previsto tra dicembre 2021 e maggio 2022 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: energia <i>as-produced</i> (MWh) + - Contingente e budget: definiti contingenti e/o budget per ogni round d'asta +
			 Remunerazione	+ - CfD a due vie (€/MWh) + - Per aste future, in discussione differenti sistemi di remunerazione (a.e. prezzo di riferimento legato a prezzi stagionali <i>forward</i> ; prezzi <i>cap/floor</i>) +
			 Rischio controparte	+ - Vendita di energia a mercato in capo ai produttori e gestione remunerazioni/compensi attraverso controparte centralizzata (LCCC) +
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata (per round): i) 2.1 GW; ii) 3.3 GW; iii) 5.8 GW (95% eolico <i>offshore</i>); 38% della crescita eolico <i>offshore</i> prevista da <i>target</i> (+30 GW al 2030) + - COD da aggiudicazione asta: i) 2-5; ii) 4-5; iii) 4-6 anni +
			 Livello di competizione	+ - Sconto offerto ² (eolico <i>offshore</i>): i) 16%; ii) 39%; iii) 25% + - Prezzi aggiudicati ² : i) 117.77 £/MWh; ii) 62.14 £/MWh iii) 40.81 £/MWh. LCOE atteso per eolico <i>offshore</i> in UK al 2022: ~55 £/MWh +
			 Impatto sul sistema	+ - Nessuna differenziazione prezzi a livello zonale + - Limitata riduzione costi sistema (tecnologie competono in aste separate) +
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Prodotti su base energia <i>as-produced</i> già utilizzato in Italia + - Meccanismo CfD già utilizzato in Italia +
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Controllo del livello di incentivazione (definito budget ad ogni turno d'asta) +

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato

++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY | 1. Tra cui biomassa e impianti eolici in isole remote; 2. Valore medio ponderato su capacità

Paesi Bassi (SDE++)

Nei Paesi Bassi, l'utilizzo del costo di abbattimento delle emissioni come parametro di selezione ha incrementato il livello di competizione tra le diverse tecnologie (Figura 30).

Figura 30 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta nei Paesi Bassi

SDE++		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> ripetute annualmente - Durata contratto: 8-15 anni a seconda del tipo di impianto - Partecipanti: FER intermittenti, idroelettrico, geotermico, biomassa, CCS, elettrolisi, domanda - Contingenti: su base nazionale - Miglioramento del precedente sistema d'aste SDE+, aperto solo a FER - Curva di merito costruita sulla base del costo unitario per emissioni di CO₂ evitate. - Definito limite massimo di offerta per ogni tecnologia ammessa - Assegnazione dell'incentivo fino ad esaurimento budget fissato per ogni sessione d'asta - Possibile applicazione di un tetto di capacità per una specifica tecnologia a discrezione del Governo per garantire che tutti i settori raggiungano gli obiettivi prefissati 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: energia <i>as-produced</i> (MWh) o emissioni di CO ₂ evitate (tCO ₂) + - Budget: 5 miliardi di euro previsto per la prima asta (Novembre 2020) + - Profilo: imposto <i>load factor</i> annuale massimo per tecnologia +
			 Remunerazione	+ - CfD a una via (€/MWh) in aggiunta al ricavo atteso dalla vendita a mercato + - Importo massimo dell'incentivo determinato annualmente sulla base di profili di generazione standard +
			 Rischio controparte	+ - Vendita di energia a mercato e gestione remunerazioni/compensi attraverso controparte centralizzata (RVO) +
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata: 1° round-3.6 GW (solare e eolico <i>onshore</i>), +20% crescita FER da 2020. + - Crescita superiore al contributo annuo medio atteso per raggiungere <i>target</i> generazione al 2030 +
			 Livello di competizione	+ - Offerte degli operatori pari a circa 1.3 volte il budget previsto per la prima asta +
			 Impatto sul sistema	+ - Nessuna differenziazione prezzi a livello zonale + - Minimizzazione costi sistema (competizione tra tecnologie diverse) +
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Da implementare prodotto emissioni di CO ₂ evitate + - Da definire obiettivi annuali per riduzione emissioni a livello zonale + - Da stabilire coefficienti di conversione per tecnologia e prestazioni dell'impianto tipo +
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Prevista valorizzazione flessibilità + - Previsto limite massimo di energia incentivabile + - Controllo del livello di incentivazione (definito budget ad ogni turno d'asta) +

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato


++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY

Messico (aste long-term di clean energy)

La definizione di contingenti e di coefficienti di correzione d'offerta su base zonale adottati in Messico (Figura 31) favoriscono una crescita FER coordinata con lo sviluppo della rete.

Figura 31 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta in Messico

LT CLEAN ENERGY AUCTION		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> con prezzo nodale - Partecipanti: <ul style="list-style-type: none"> - Capacità: tutte le tecnologie - Energia: FER e tecnologie a basse emissioni - Certificati verdi (CEL): FER e tecnologie a basse emissioni - Offerta singolo o multiprodotto - Contingenti: su base zonale - Prezzo definito per l'intero pacchetto offerto, con offerta che può essere condizionata all'assegnazione di tutti o alcuni dei prodotti offerti - Prodotto aggiudicato può essere consegnato con diversi impianti del portfolio - Durata contratto: 15 anni capacità ed energia e 20 anni certificati verdi - Aste lanciate da CFE a seguito di obblighi penetrazione FER introdotti dalla Energy Transition Law - Tre aste effettuate (2015, 2016, 2017) 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: flessibile, uno o più prodotti tra: capacità, energia, certificati verdi + - Contingente: contingenti zonali per prodotto in base alla richiesta dei fornitori/DSO + - Profilo: limiti max/min di energia e certificati risultanti come da offerta operatore
			 Remunerazione	+ - PPA a prezzo fisso (€/MWh) annuale + - Coefficienti di correzione zonali considerati solo nel meccanismo di selezione + - Penali stringenti in caso di <i>under delivery</i>
			 Rischio controparte	+ - Vendita di energia a controparte centralizzata (CFE) e/o acquirenti privati interessati (ammessi dalla terza asta) con partecipazione di Ente di mediazione centralizzato in qualità di <i>Clearing House</i>
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata: 7 GW, +200% rispetto a FER totale installata al 2015 (anno della prima asta) + - COD da aggiudicazione asta: entrata in esercizio entro 3 anni, prime aste nel 2015
			 Livello di competizione	+ - Offerte degli operatori superiori al contingente disponibile in tutte le aste + - Prezzi aggiudicati: 20 USD/MWh per impianti solari nell'ultima asta. LCOE atteso per solare in Messico al 2022: >40 USD/MWh
			 Impatto sul sistema	+ - Differenziazione prezzi a livello zonale + - Minimizzazione costi sistema (competizione tra tecnologie diverse)
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Prodotto con pacchetto multi-prodotto da implementare + - Da definire contingenti zonali sulla base della crescita attesa di penetrazione FER
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Consentito accesso anche ad acquirenti privati di energia rinnovabile + - Previsti obblighi di immissione minimi e limite massimo di energia incentivabile + - Fornitore e clienti finali ritirano l'energia contrattualizzata

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY | 1. In caso di *under delivery* il produttore deve riconoscere all'offtaker il prezzo baseload di mercato; 2. Valore medio ponderato su capacità

Brasile (aste long-term di clean energy)

Il controllo del fabbisogno di domanda e dei limiti della rete di trasmissione utilizzati nel modello brasiliano sono potenziali fattori di successo per la crescita FER a breve termine (Figura 32).

Figura 32 - Dettaglio sui risultati per il meccanismo d'asta in Brasile

LTC ENERGIA		PARAMETRI		
Descrizione generale	<ul style="list-style-type: none"> - Tipologia: asta centralizzata di tipo <i>pay-as-bid</i> - Durata contratto: 20-30 anni - Partecipanti: FER e capacità termica - Contingenti: su base zonale - Due tipi di aste: A-3 e A-5, con consegna a 3 e 5 anni rispettivamente - Aste avviate per stimolare nuova capacità di generazione in risposta a crescita di domanda - Partecipazione: decisa da MME e ANEEL, aste a singola tecnologia, miste o neutrali - Vincitori selezionati sulla base di un indice costi-benefici che incorpora: <ul style="list-style-type: none"> - valore atteso dell'elettricità rinnovabile basata sulla sua posizione geografica, sul profilo orario e sul profilo stagionale - compatibilità tra il profilo di produzione dell'impianto e il profilo di domanda del contratto 	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi	+ - Prodotto: energia <i>as-produced</i> (MWh) + - Contingente: previsioni domanda da fornitori, considerati limiti trasmissione rete + - Profilo: imposto <i>load factor</i> annuale max/min
			 Remunerazione	+ - PPA (€/MWh) + - Aggiustamento dell'offerta a considerare beneficio per il sistema in fase di selezione
			 Rischio controparte	+ - Vendita di energia al fornitore/distributore e gestione remunerazioni in capo ai produttori (contratto siglato direttamente con il distributore/fornitore)
		Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità aggiudicata: +40% solare dal 2014 al 2019, + 10.4 GW eolico <i>onshore</i> . + - COD da aggiudicazione asta: consegna a 3 o 5 anni a seconda della tipologia di asta
			 Livello di competizione	+ - Prezzi aggiudicati: mostrano andamento decrescente; Ultime aste concluse a prezzo medio aggiudicato di 28 USD/MWh inferiore a livello LCOE
			 Impatto sul sistema	+ - Differenziazione prezzi a livello zonale + - Minimizzazione costi sistema (competizione tra tecnologie diverse)
		Compatibilità	 Facilità di implementazione	+ - Meccanismo di aste sui fornitori mai utilizzato in Italia + - Da definire contingenti zonali e meccanismo di indicizzazione costi-benefici
			 Compatibilità con modello a tendere	+ - Previsti obblighi di immissione minimi e limite massimo di energia incentivabile + - Fornitore ritira l'energia contrattualizzata + - Controllo capacità assegnata in linea con crescita domanda e limiti di rete

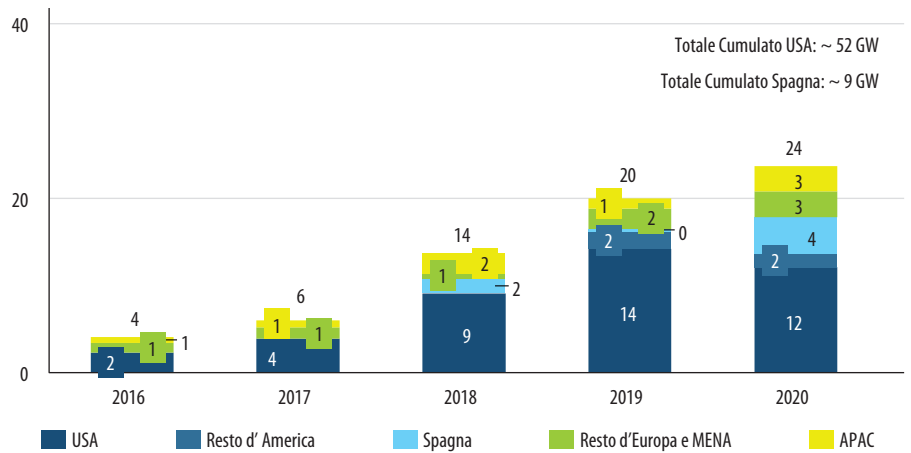
Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio

Fonte: analisi AFRY

B.1.2 Meccanismi PPA

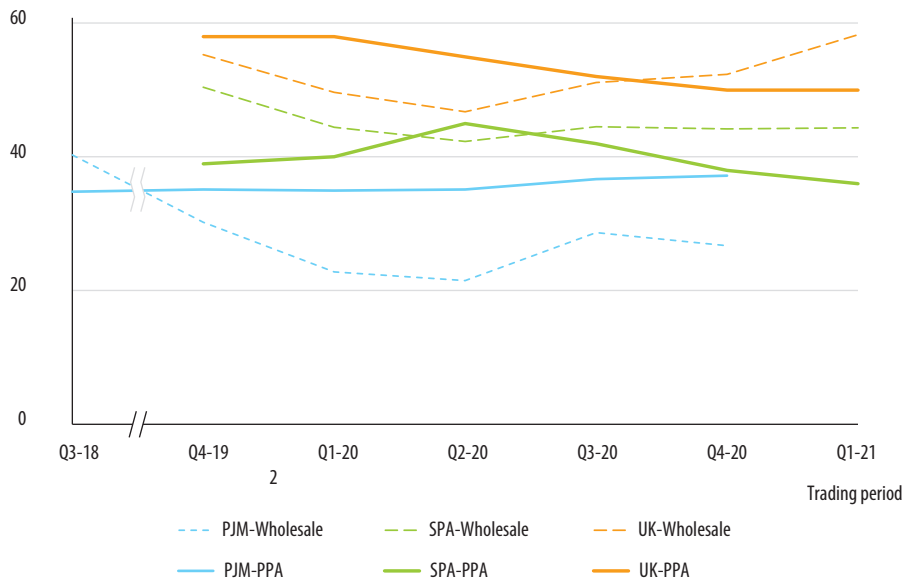
Il seguente *benchmark* sui mercati PPA, e relative *lesson learned* (si vedano Allegato B.1.2.1 ed Allegato B.1.2.2), ha supportato il disegno della Piattaforma PPA descritta nel Paragrafo 2.1.3. L'analisi si è focalizzata su quei mercati dove i PPA hanno efficacemente consentito lo sviluppo delle FER quali Spagna e Stati Uniti, mercati caratterizzati da prezzi all'ingrosso bassi e con grande liquidità di rinnovabili (si vedano Figura 33 e Figura 34).

Figura 33
Evoluzione dei volumi corporate PPA¹ - GW



Fonte: Elaborazione AFRY su dati BloombergNEF | 1. Dati non includono PPA onsite e sleeved PPA australiani

Figura 34
Confronto tra prezzi PPA e forward¹ nei mercati PJM, Spagna e UK - (EUR/\$)/MWh



Fonte: Elaborazione AFRY su dati Refinitiv | 1. Media Cal+1,+2,+3

Le *lesson learned* raccolte hanno supportato il disegno di alcuni dei principi fondamentali di funzionamento del Piattaforma PPA quali:

- ♦ l'approvvigionamento attraverso contratti di lungo termine, come osservato in entrambi i mercati spagnolo e statunitense, con durate medie tra i 5 ed i 15 anni
- ♦ la presenza di chiari segnali di prezzo locazionali, come per il mercato statunitense, dove i prezzi dell'energia contrattualizzati riflettono i relativi prezzi nodali
- ♦ la presenza di una controparte centrale per la gestione del rischio controparte, come osservato all'interno del mercato spagnolo che prevede la possibilità per i contratti *Corporate* di usufruire di garanzie finanziarie attraverso un ente centralizzato

- ♦ il trasferimento dei vantaggi di economicità delle FER, come avvenuto in entrambi i mercati spagnolo e statunitense, dove l'elevata liquidità dell'offerta ha permesso la contrattualizzazione di PPA a prezzi in linea con l'LCOE delle tecnologie FER

B.1.2.1 Metodologia utilizzata

Al fine di identificare le soluzioni migliori per il nuovo modello di mercato, sono state analizzate le caratteristiche dei mercati PPA prendendo in considerazione i Paesi più virtuosi e più in linea con gli obiettivi del modello. I mercati PPA risultati più virtuosi in questi termini, e considerati all'interno del *benchmark*, sono risultati quelli spagnolo e statunitense. Come per i meccanismi d'asta, i meccanismi PPA sono stati valutati secondi criteri di attrattività, efficacia/efficienza e compatibilità con il modello proposto dallo studio (si veda Figura 35 per il dettaglio sui parametri e criteri di valutazione utilizzati).

Figura 35 - Dettaglio sulla metodologia utilizzata per il benchmark sui mercati dei PPA

PARAMETRI		CRITERI DI VALUTAZIONE	
Attrattività	Tipologia prodotto e volumi	+	- Obblighi di volumi di consegna e di profilo
		++	- Obblighi di volumi di consegna (su base annuale/trimestrale) ma non di profilo
		+++	- <i>As-produced</i> (MWh) – senza obblighi di volumi di consegna e di profilo
	Remunerazione	+	- Rischio prezzo e rischio volume/sbilanciamento sul produttore (a.e. vendita a prezzo indicizzato, senza garanzia di prelievo)
		++	- Rischio prezzo o rischio volume/sbilanciamento sul produttore (a.e. vendita a prezzo fisso, senza vincoli di prelievo)
		+++	- Nessun rischio prezzo né di volume/sbilanciamento in capo al produttore (a.e. vendita a prezzo fisso, con garanzia di prelievo)
	Rischio controparte	+	- Energia contrattualizzata prevalentemente con clienti di tipo <i>Corporate</i>
		++	- Energia contrattualizzata prevalentemente con clienti di tipo <i>Utility</i> senza garanzie finanziarie per <i>Corporate</i>
		+++	- Energia contrattualizzata prevalentemente con clienti di tipo <i>Utility</i> e con garanzie finanziarie per <i>Corporate</i>
Efficacia-Efficienza	Contributo crescita FER/batterie	+	- Sotto crescita FER attesa da <i>target</i>
		++	- In linea con crescita FER attesa da <i>target</i>
		+++	- Oltre crescita FER attesa da <i>target</i>
	Livello di competizione	+	- Prezzi superiori a LCOE della tecnologia
		++	- Prezzi in linea con LCOE della tecnologia
		+++	- Prezzi inferiori a LCOE della tecnologia
	Impatto sul sistema	+	- No segnali di prezzo zonali/nodali (in linea con esigenze di rete), no accesso diretto <i>local community / community aggregator</i>
		++	- Segnali di prezzo zonali/nodali (in linea con esigenze di rete) o accesso diretto <i>local community / community aggregator</i>
		+++	- Segnali di prezzo zonali/nodali (in linea con esigenze di rete) e accesso diretto <i>local community / community aggregator</i>
Compatibilità	Facilità di implementazione	+	- Meccanismo mai utilizzato in Italia
		++	- Meccanismo parzialmente implementato in Italia
		+++	- Meccanismo implementato in Italia
	Compatibilità con modello a tendere	++	- Rispetta 1 criterio
		+++	- Rispetta 2 criteri
		+++	- Rispetta almeno 3 criteri
		} Criteri	1. Possibilità di procurement PPA centralizzato 2. Ente centralizzato per garanzie finanziarie 3. Possibilità di profili <i>standard</i>
			4. Possibilità di accesso anche a <i>local community / community aggregator</i>

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio ! Variabile









Fonte: analisi AFRY

B.1.2.2 Risultati del benchmark

Spagna

In Spagna i PPA sono prevalentemente siglati con *Utility*. Contratti *Corporate* possono usufruire di garanzie finanziarie fornite da enti centralizzati (Figura 36).

Figura 36 - Dettaglio sui risultati per il mercato dei PPA in Spagna

PPA		PARAMETRI	
Descrizione generale	- Tipologia: i) Fisico: energia fisicamente scambiata attraverso rete ii) On-site: energia scambiata direttamente tra produttore ed <i>offtaker</i> attraverso rete privata iii) Virtuale: energia non scambiata fisicamente - Durata contratto: 10+ anni	Attrattività	 Tipologia prodotto e volumi ! - Prodotto: in base al contratto. Tipicamente energia <i>as-produced</i> o obblighi di volumi di consegna (MWh) (solitamente una % del volume totale, il resto venduto merchant) - Profilo: in base al contratto
		 Remunerazione ! - Prezzo: i) e ii) Solitamente prezzo fisso (€/MWh); iii) solitamente CFD (€/MWh) - Vincoli di prelievo: in base al contratto	
		 Rischio controparte + - Contratti bilaterali, prevalentemente tra produttore e <i>Utility</i> + - Possibilità per contratti <i>Corporate</i> di avere garanzie finanziarie attraverso ente centralizzato +	
	Efficacia-Efficienza	 Contributo crescita FER/batterie + - Capacità installata: 11 GW (dal 2017, 85% solare, 9% eolico onshore), 18% della crescita FER prevista da <i>target</i> (+62 GW dal 2017 al 2030) + +	
		 Livello di competizione + - Prezzi aggiudicati ¹ : 36 €/MWh (solare)-2020. LCOE stimato in Spagna al 2022: 35 €/MWh (solare) + - Competizione: 22% capacità coperta dai primi due player, 85% dai primi venti <i>player</i>	
		 Impatto sul sistema + - No segnali di prezzo zonal/nodali (in linea con esigenze di rete), no accesso diretto <i>local community / community aggregator</i>	
	Compatibilità	 Facilità di implementazione + - Meccanismi PPA simili, già implementati in Italia + +	
		 Compatibilità con modello a tendere + - Ente centralizzato per garanzie finanziarie + - Possibilità di profili standard, definiti bilateralmente	

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio ! Variabile

Fonte: analisi AFRY | 1. Valore medio ponderato su capacità

I PPA spagnoli registrano una crescita significativa dal 2018, supportati da elevata disponibilità FER, bassi prezzi e riduzione dei rischi di controparte.

I progetti PPA individuati da AFRY in Spagna ammontano ad oggi a circa 11GW (Figura 37). L'84% dei contratti siglati sono di tipo *Utility*, il 16% di tipo *Corporate*.

L'elevata liquidità FER e di nuovi progetti, disponibilità di energia verde a basso costo (LCOE tra i più bassi in EU) per i consumatori, limitati di vincoli di rete, disponibilità di credito di garanzie, sono i principali driver della crescita di tale metodologia di contrattazione:

- ♦ i prezzi dei PPA ad oggi si aggirano attorno ai 28-35€/MWh
- ♦ i prezzi aggiudicati nelle aste FER di gennaio 2021 in Spagna hanno raggiunto valori di 24-25€, al di sotto dei prezzi medi fino a quel momento registrati nei PPA

Nel giugno 2020 il governo spagnolo ha fissato un fondo di credito di garanzie per i PPA di 600m€ per i prossimi 3 anni. La Commissione Europea ha approvato lo schema a gennaio 2021

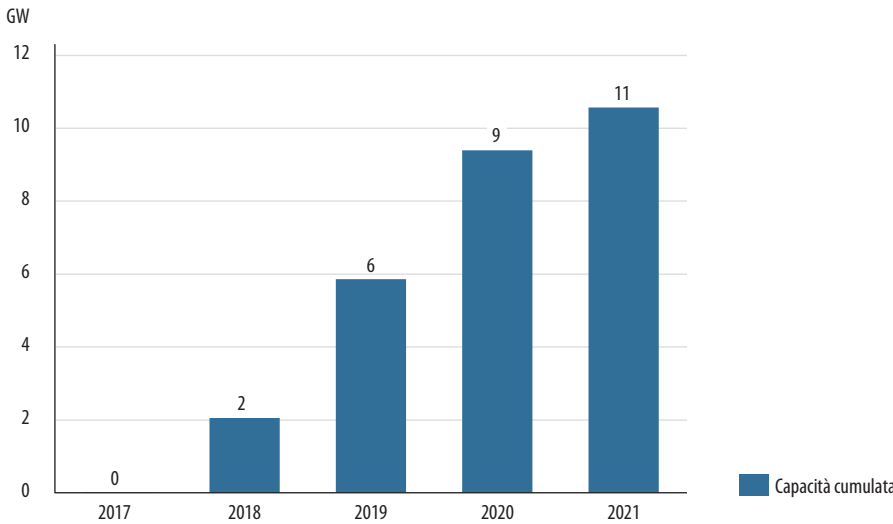


Figura 37
Evoluzione dei contratti PPA
in Spagna - GW

Fonte: analisi AFRY

Stati Uniti d'America

Negli USA, la vendita di energia FER attraverso PPA è resa accessibile anche a comunità energetiche attraverso le CCA (Figura 38).

Figura 38 - Dettaglio sui risultati per il mercato dei PPA negli Stati Uniti

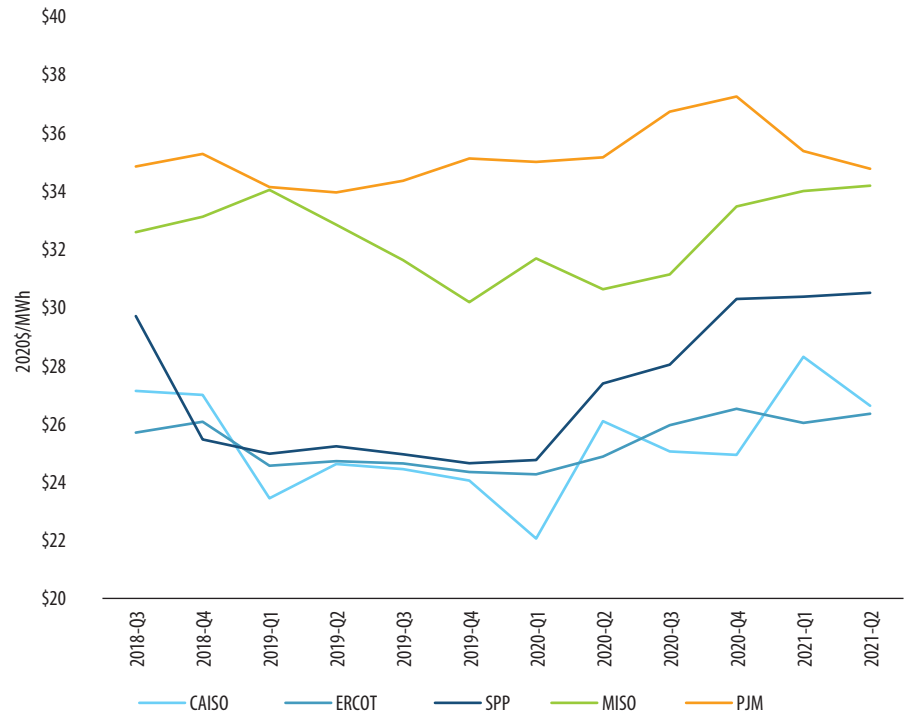
PPA		PARAMETRI	
Descrizione generale	- Tipologia: i) Fisico: energia fisicamente scambiata attraverso rete ii) Virtuale: energia non scambiata fisicamente - Durata contratto: 5-15 anni	Attrattività	Tipologia prodotto e volumi ! Prodotto: in base al contratto. Tipicamente energia <i>as-produced</i> o obblighi di volumi di consegna (MWh) e possibilità di scambio REC - Profilo: in base al contratto
		Remunerazione	! - i) Solitamente attraverso prezzo fisso (€/MWh); ii) Solitamente attraverso meccanismo misto: % energia a prezzo fisso, % energia a prezzo indicizzato (€/MWh) - Vincoli di prelievo: in base al contratto
		Rischio controparte	+ - Contratti bilaterali, prevalentemente tra produttore e <i>Corporate</i> - I contratti con <i>Utility</i> sono più comuni in mercati verticalmente integrati (a.e. non-ISO) per rispondere a obblighi fornitura RES (% su energia totale comunque limitata)
	Efficacia-Efficienza	Contributo crescita FER/batterie	+ - Capacità installata: 60 GW (solare ed eolico onshore, dal 2008), 31% della capacità solare ed eolico onshore installata al 2020
		Livello di competizione	+ - Prezzi registrati: 32 USD/MWh (solare), 31 USD/MWh (eolico onshore)-20201. LCOE stimato in USA al 2020: 34 USD/MWh (solare), 29 USD/MWh (eolico onshore)
		Impatto sul sistema	+ - Segnali di prezzo nodali (in linea con esigenze di rete) + - Accesso a PPA per <i>community aggregator</i> (CCA)
	Compatibilità	Facilità di implementazione	+ - Meccanismi PPA simili, già implementati in Italia
		Compatibilità con modello a tendere	+ - Possibilità di procurement PPA centralizzato - attraverso obblighi su <i>utility</i> + - Possibilità di accesso anche a <i>community aggregator</i> + - Possibilità di profili standard, definiti bilateralmente

Grado di vantaggiosità: +++ Molto elevato ++ Elevato + Medio ! Variabile

Fonte: analisi AFRY, Lawrence Berkeley National Laboratory, LevelTen Energy | 1. Media dei 25° percentili dei prezzi PPA offerti nei mercati CAISO, ERCOT, SPP, MISO, PJM attraverso la Piattaforma PPA di LevelTen Energy

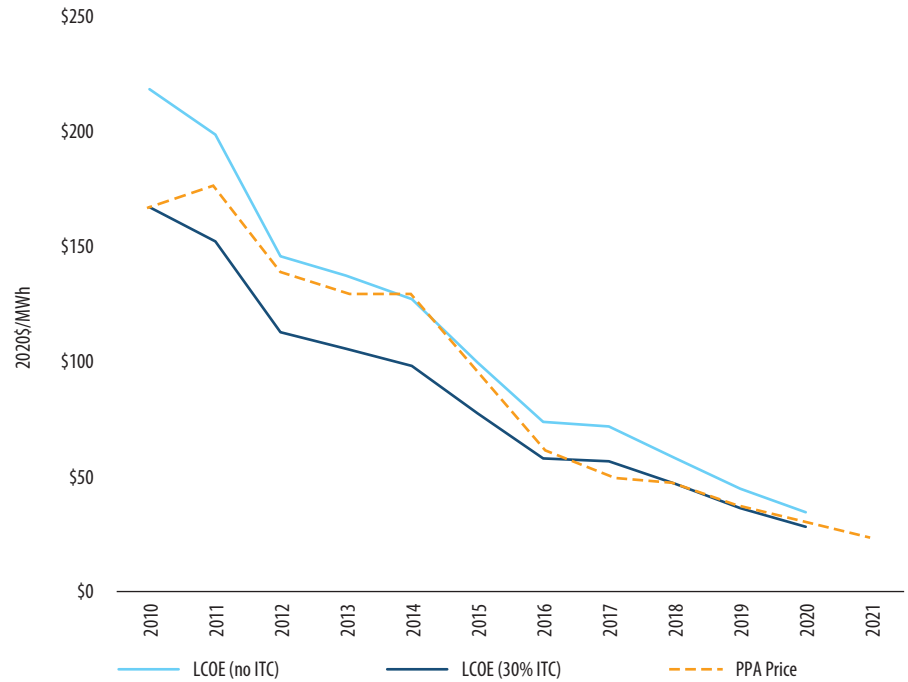
In media negli USA, i prezzi dei PPA solari sono fortemente correlati ai valori LCOE per progetti solari (Figura 39 e Figura 40).

Figura 39
Evoluzione dei prezzi PPA
per il mercato USA¹



Fonte: LevelTen Energy | 1. 25° percentili dei prezzi PPA offerti attraverso la Piattaforma PPA di LevelTen Energy

Figura 40
Evoluzione dell'LCOE solare
nel mercato USA



Fonte: Lawrence Berkeley National Laboratory

B.1.3 Meccanismi di obbligo sui retailers

Meccanismi di introduzione di quote d'obbligo sui *retailer* (previste nel modello di mercato individuato, al fine di promuovere lo sviluppo delle FER assieme alla Piattaforma PPA, come descritto del Paragrafo 2.1.3) sono già stati introdotti in passato in mercati avanzati come ad esempio California e Regno Unito. In questi mercati le quote d'obbligo sui *retailer*, adeguatamente disegnate e progressivamente aggiornate, hanno consentito una rapida crescita dello sviluppo delle rinnovabili.

Di seguito un dettaglio sulle *lesson-learned* derivanti dalle esperienze nei mercati californiani e britannici.

Renewable Portfolio Standard (RPS) in California

Il programma *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ha introdotto dal 2013 quote d'obbligo sui *retailer*, a cui viene imposto un approvvigionamento minimo di elettricità da generatori rinnovabili identificati come idonei.

Le quote d'obbligo sono state definite dal Governo Californiano in modo graduale e aggiornate in maniera progressiva, al fine di evitare rischi di sovra prezzi ed effetti distorsivi. L'obiettivo iniziale richiedeva di raggiungere il 33% di energia FER sui volumi di energia venduti entro il 2020, ed è stato agevolmente raggiunto con due anni di anticipo (Figura 41).

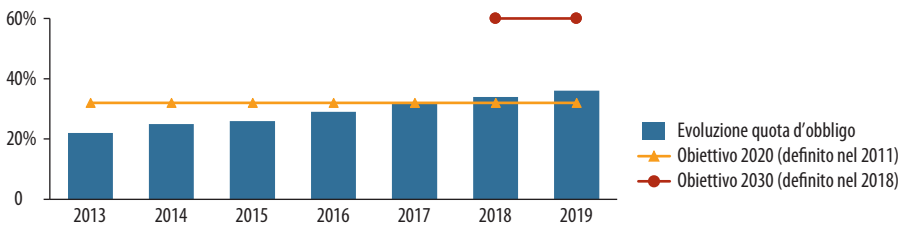


Figura 41
Evoluzione di quote d'obbligo ed obiettivi nel programma Renewable Portfolio Standard in California

Fonte: Analisi AFRY su dati California Energy Department

L'esperienza californiana insegna che tali quote d'obbligo hanno contribuito ad avviare efficacemente lo sviluppo di FER nel mercato, grazie anche all'introduzioni di meccanismi di credito finanziario per gli investitori.

Renewable Obligations (ROC) in Regno Unito

Similmente in Regno Unito, il *Renewables Obligation* (RO) – quota d'obbligo di energia rinnovabile sui supplier simile ai Certificati Verdi - è stata la politica principale del governo che ha guidato il rapido aumento della diffusione della capacità rinnovabile, tra aprile 2002 e aprile 2017 (Figura 42).

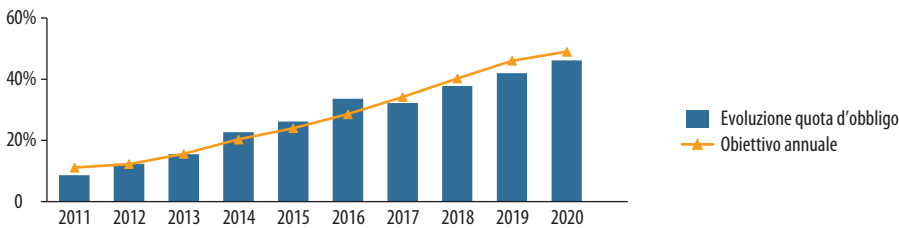


Figura 42
Evoluzione di quote d'obbligo ed obiettivi nel programma Renewable Obligations nel Regno Unito

Fonte: Analisi AFRY su dati BEIS

La quota d'obbligo è aggiornata dal Dipartimento Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), escludendo dal computo della domanda eleggibile soggetto ad obbligo, l'85% della domanda attesa dei clienti energivori, al fine di preservare la competitività del comparto industriale.

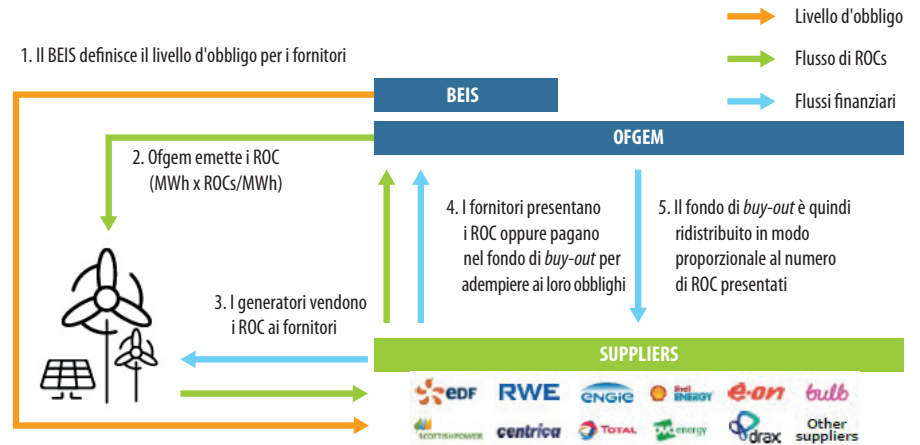
Il RO è uno schema di certificati verdi che fornisce a un generatore idoneo certificati di obbligo di energie rinnovabili (ROC) che può venderli ai fornitori «under-performance» (Figura 43). La RO è ora chiusa a nuova capacità ma continuerà a funzionare fino al 2037, fornendo supporto ai 35 GW di capacità rinnovabile attualmente iscritti allo schema. Questi generatori riceveranno supporto fino al 2027 o 20 anni dopo l'accreditamento.

Esiste un obbligo legale per i fornitori autorizzati di soddisfare una determinata percentuale della loro fornitura di energia elettrica con i RDC o di pagare nel

fondo di *buy-out* in relazione al loro deficit. Questa proporzione specificata è chiamata "livello di obbligo" (ROC/MWh).

Il livello di obbligo è fissato dal Dipartimento per le imprese, l'energia e la strategia industriale (BEIS) attraverso il meccanismo del «*headroom*» sei mesi prima di ogni periodo di obbligo annuale (ogni esercizio finanziario, da aprile a marzo). Il governo prevede l'offerta di ROC e la domanda ammissibile tenendo conto di un *buffer* del 10%.

Figura 43
Schema di funzionamento dei Renewable Obligation Certificate nel Regno Unito



Fonte: Analisi AFRY

B.2 Prodotti a termine presenti in mercati europei rilevanti

Il seguente *benchmark* europeo di prodotti a termine per i servizi ancillari ha supportato la proposta preliminare di prodotti per il mercato italiano, presentata in Tabella 1. In particolare, l'analisi ha supportato alcuni dei prodotti individuati, quali:

- ♦ Il prodotto di riserva primaria, che risulta conforme a quanto già in utilizzo nel Regno Unito con il prodotto FFR, a meno della remunerazione dell'energia, non prevista per il caso italiano, in quanto la remunerazione della sola capacità risulta più in linea per un prodotto come la regolazione primaria, caratterizzato da un servizio di breve durata
- ♦ Il prodotto di riserva secondaria, che risulta conforme a quanto già in utilizzo nel Regno Unito con il prodotto Fast Reserve
- ♦ Il prodotto di riserva terziaria, che risulta conforme ai prodotti mFRR e RR utilizzati in Francia
- ♦ Il prodotto per la regolazione dell'inerzia, che risulta conforme al programma in fase sperimentale NOA Stability Pathfinder adottato nel Regno Unito, a meno della remunerazione dell'energia, in quanto la remunerazione della sola capacità risulta più in linea per un prodotto di potenza come quello di regolazione dell'inerzia

Si riporta di seguito la metodologia utilizzata (Allegato B.2.1) ed i dettagli sui risultati del *benchmark* (Allegato B.2.2).

B.2.1 Metodologia utilizzata

La proposta di prodotti *forward* è stata definita basandosi sui prodotti esistenti osservati all'interno del *benchmark* e la loro possibile applicazione al mercato MSD italiano. L'analisi si è focalizzata sui prodotti *forward* adibiti alla regolazione

della frequenza (come riserva primaria, secondaria, terziaria e regolazione dell'inerzia) e di tensione (come servizi di assorbimento/erogazione della potenza reattiva), ritenuti di maggior rilevanza all'interno del contesto dei servizi ancillari italiano.

B.2.2 Risultati del benchmark

Germania

In Germania, i servizi non sono approvvigionati con durate superiori alla settimana (Figura 44).

Figura 44 - Caratteristiche dei principali servizi ancillari in Germania

	SERVIZI			
	Ris. primaria di frequenza	Ris. secondaria di frequenza	Ris. terziaria di frequenza	Interruzione del carico
Prodotti	- FCR	- aFRR	- mFRR	- Servizio di interrompibilità: immediata o veloce
Remunerazione	- Capacità	- Capacità - Energia	- Capacità - Energia	- Capacità
Avvio del procurement	- Un giorno prima	- Un giorno prima	- Un giorno prima	- Una settimana prima
Intervallo asta Durata contratto	- Aste giornaliere - 4 ore	- Aste giornaliere - 4 ore	- Aste giornaliere - 4 ore	- Aste settimanali settimane - 1 - 2
Capacità minima	- 1 MW	- 1 MW	- 1 MW	- 5 MW (max di 200 MW)
Tempistiche di attivazione	- < 30 sec	- < 5 min	- < 15 min	- Immediata: < 350 msec - Veloce: < 15 min
Tempistiche di delivery	- > 15 min	- > 45 min	- > 60 min ¹	- 3 diverse opzioni ²
Tecnologie abilitate	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- DSR

Fonte: Regelleistung, ENTSO-e | 1. Diverse ore in caso di richiesta - emergenza 2. a) min 15min, max 60min al giorno per almeno 4 giorni/settimana; b) continuativamente per 4 ore, una volta a settimana; c) continuativamente per 8 ore, una volta ogni due settimane

Francia

In Francia i servizi spot sono affiancati da servizi di medio termine (annuale) quali riserva terziaria e servizi di interrompibilità del carico (Figura 45)

Figura 45 - Caratteristiche dei principali servizi ancillari in Francia

	SERVIZI			
	Ris. primaria di frequenza	Ris. secondaria di frequenza	Ris. terziaria di frequenza	Interruzione del carico
Prodotti	- FCR	- aFRR	- mFRR - RR	- Interruptible Load Programme
Remunerazione	- Capacità	- Capacità - Energia	- Capacità - Energia	- Capacità
Avvio del procurement	- Un giorno prima	- Un giorno prima	- Diversi mesi prima	- Un mese prima
Intervallo asta Durata contratto	- Aste giornaliere - 4 ore	- Aste giornaliere - 1 giorno	- Aste annuali - 1 anno	- Aste annuali settimane - 1 anno
Capacità minima	- 1 MW	- 1 MW	- 10 MW	- 25 MW
Tempistiche di attivazione	- < 30 sec	- < 15 min	- mFRR: < 15 min - RR: < 30 min	- 5 sec
Tempistiche di delivery	- > 15 min	- Nessun limite	- mFRR: > 2 ore - RR: > 1.5 ore	- Fino a 7500 ore/anno
Tecnologie abilitate	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- DSR

Fonte: RTE, ENTSO-e

Regno Unito

Il mercato britannico rappresenta il modello più avanzato di ibridizzazione di procurement di breve e lungo termine (Figura 46).

Figura 46 - Caratteristiche dei principali servizi ancillari nel Regno Unito (1/2)

	SERVIZI		
	Ris. primaria di frequenza	Ris. secondaria di frequenza	Aumento del carico
Prodotti	- FCR <i>Verrà gradualmente sostituito da Dynamic Containment (procurement day-ahead)</i>	- Fast Reserve	- Demand Turn Up (aumento domanda o riduzione generazione)
Remunerazione	- Capacità - Energia	- Capacità - Energia	- 2 opzioni: Capacità (Fixed route) o Energia (Optional route)
Avvio del procurement	- Un mese prima	- Un mese prima	- Fixed route: 3 mesi prima - Optional route: variabile
Intervallo asta Durata contratto	- Aste mensili - da 1 a 24 mesi	- Aste mensili - mesi	- Fixed route: aste annuali - mesi - Optional route: in base a finestre di disponibilità - ore
Capacità minima	- 1 MW	- 25 MW	- 1 MW
Tempistiche di attivazione	- < 10-30 sec a seconda del servizio ¹	- < 2 min	- In base alle capacità tecniche dell'impianto
Tempistiche di delivery	- > 20 sec, 30 min, tempo indefinito a seconda del servizio ¹	- > 15 min	- In base alle capacità tecniche dell'impianto
Tecnologie abilitate	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita	- Termici, FER, accumuli, DSR, generazione distribuita ²

Fonte: National Grid | Nota: lista non esaustiva dei servizi di bilanciamento presenti sul mercato | 1. Non-Dynamic Response, Dynamic Response (al suo interno, diversi per Primary/Secondary/High Voltage Response); 2. Le unità che forniscono Demand Turn Up non possono fornire altri servizi di bilanciamento

Esso introduce anche servizi innovativi finalizzati alla massimizzazione dell'utilizzo delle risorse disponibili (Figura 47).

Figura 47 - Caratteristiche dei principali servizi ancillari nel Regno Unito (2/2)

	SERVIZI (FASE SPERIMENTALE)		
	Regolazione della tensione	Regolazione dell'inerzia	Gestione delle congestioni
Prodotti	- NOA High Voltage Pathfinder (assorbimento potenza reattiva)	- NOA Stability Pathfinder (risposta inerziale)	- NOA Constraint Management Pathfinder (risoluzione delle congestioni)
Remunerazione	- 2 opzioni: Capacità o Capacità+Energia	- Capacità - Energia	- 2 opzioni: Capacità o Capacità+Energia
Avvio del procurement	- Un anno prima	- Un anno prima	- 1 anno prima
Intervallo asta Durata contratto	- Aste annuali - da 1 a 10 anni	- Aste annuali - da 1 a 10 anni	- Aste annuali - da 1 a 10 anni
Capacità minima	- 15 MVar (assorbimento potenza reattiva), connesso a rete ≥ 33kV	- ≥ 1.5 p.u. della potenza (MVA) disponibile, connesso a rete AT	- > 200 MW
Tempistiche di attivazione	- < 2 min	- N.d.	- < 150 msec
Tempistiche di delivery	- Disponibilità per tutta la durata del contratto, 24/7	- > 0.5 sec	- > 2 h
Tecnologie abilitate	- Tecnologie che rispondono ai requisiti tecnici	- Tecnologie che rispondono ai requisiti tecnici	- Tecnologie che rispondono ai requisiti tecnici

Fonte: National Grid | Nota: lista non esaustiva dei servizi di bilanciamento presenti sul mercato

Irlanda

L'Irlanda si è affacciata su prodotti innovativi di lungo termine per integrare il maggior numero di risorse disponibili (Figura 48).

Figura 48 - Caratteristiche dei principali servizi ancillari in Irlanda

	SERVIZI		
	Regolazione dell'inerzia		Regolazione della tensione
Prodotti	- FRR	- SIR	- SSRP
Remunerazione	- Energia	- Energia	- Energia
Avvio del procurement	- Diversi mesi prima	- Diversi mesi prima	- Diversi mesi prima
Intervallo asta Durata contratto	- Aste annuali - 5-6 anni	- Aste annuali - 5-6 anni	- Aste annuali - 5-6 anni
Capacità minima	- N.d.	- N.d.	- N.d.
Tempistiche di attivazione	- < 10 sec	- Secondi	- Secondi
Tempistiche di delivery	- Secondi	- Secondi	- Minuti
Tecnologie abilitate	- Termici, eolico, accumuli, DSR, compensatori sincroni, interconnettori (VSC e LCC), aggregatori	- Termici, idroelettrico, accumuli ¹ , compensatori sincroni	- Termici, idroelettrico, eolico, accumuli ² , compensatori sincroni, interconnettori (VSC)

Fonte: EirGrid | Nota: lista non esaustiva dei servizi di bilanciamento presenti sul mercato | 1. Solo pompaggi e Compressed Air Energy Storage; 2. Solo pompaggi, batterie solid-state (a.e. Litio) e Compressed Air Energy Storage

B.3 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER): il successo degli Stati Uniti

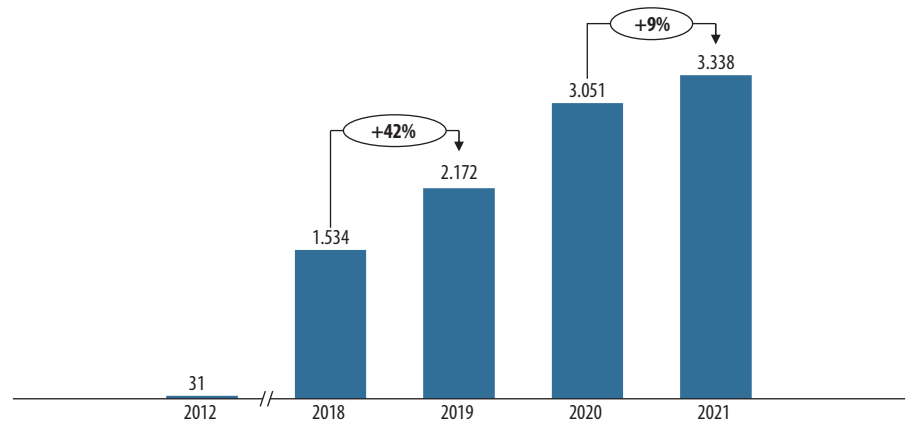
Come illustrato nel Paragrafo 2.4, il nuovo disegno deve assicurare la partecipazione attiva della domanda ai mercati, tramite programmi dedicati per lo sviluppo delle CER che permettano alla domanda di approvvigionarsi/vendere energia FER a prezzi competitivi attraverso contratti di lungo termine.

Le CER possono contribuire allo sviluppo FER e dei PPA, se supportate con programmi ed incentivi. I mercati USA sono un esempio di come una pianificazione adeguata a livello regolatorio sia in grado di permettere lo sviluppo efficace di FER distribuite grazie a:

- ♦ schemi di *net metering*, principale motore di crescita, e obblighi di passaggio a CER per i singoli soggetti che non possono avvalersi più di *virtual net metering*
- ♦ possibilità di sottoscrivere contratti di lungo termine (PPA) da parte delle comunità locali attraverso il passaggio delle *investor-owned utility* (IOU), con scambio di certificati di energia rinnovabile (REC)
- ♦ avvio di programmi governativi dedicati, quali:
 - *Green Tariff Shared Renewable Program* (California), attraverso il quale consumatori idonei possono acquistare dal 50% al 100% del proprio consumo attraverso energia rinnovabile, direttamente dallo sviluppatore, a fronte della ricezione di REC (scambiabili con le *utility*)
 - *Opt-out pilot program* (New York), attraverso il quale i comuni possono procurarsi direttamente energia rinnovabile per i propri cittadini, attraverso tender dedicati, senza intercessione delle *utility*

Le CER sono incluse nel quadro regolatorio USA all'interno dello schema *Community Solar* (CS), che identifica un qualsiasi progetto solare, o programma di acquisto, in cui i benefici derivanti dall'impianto sono condivisi da più clienti che acquistano o affittano una parte del progetto CS, ricevendo un credito per la loro quota di generazione. Il programma *Community Solar* ha permesso l'installazione di più di 3 GW di nuova capacità solare al 2021 (Figura 49), con ulteriori 4 GW previsti entro i prossimi 5 anni.

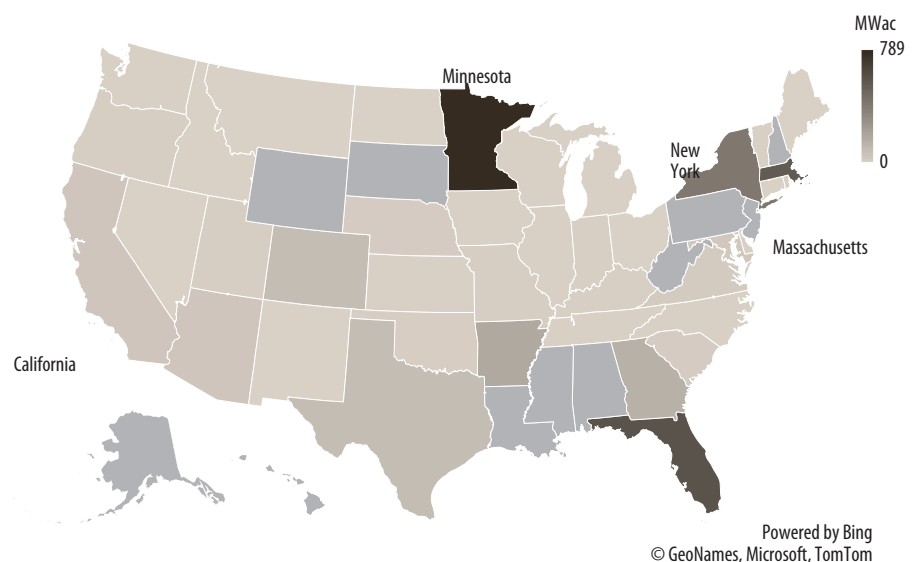
Figura 49
Totale nuova capacità solare installata negli Stati Uniti tramite il programma *Community Solar* (MW)



Fonte: Elaborazioni AFRY su dati SEIA (Solar Energy Industries Association)

Minnesota, Massachusetts, California e New York sono gli stati leader per quanto riguarda la capacità sviluppata tramite CS (Figura 50). L'entità dello sviluppo di capacità da CS non sempre corrisponde alla disponibilità di irraggiamento solare (ad esempio Minnesota), a dimostrazione che la diffusione di impianti distribuiti nel contesto CER è abilitata da politiche mirate.

Figura 50
Capacità installata da *Community Solar* nel 2020



Fonte: National Renewable Energy Laboratory

Community Solar in Minnesota

Minnesota e Massachusetts sono tra i leader nel meccanismo *Community Solar* grazie all'adozione di forti politiche di sostegno.

Il Minnesota ha la maggiore capacità installata CS (Figura 51) grazie al servizio di abbonamento facile e inclusivo permesso dalla misurazione virtuale della rete che è supportata da *Xcel Energy* (*investor-owned utility – IOU*). Non è previsto inoltre alcun limite alla capacità installabile.

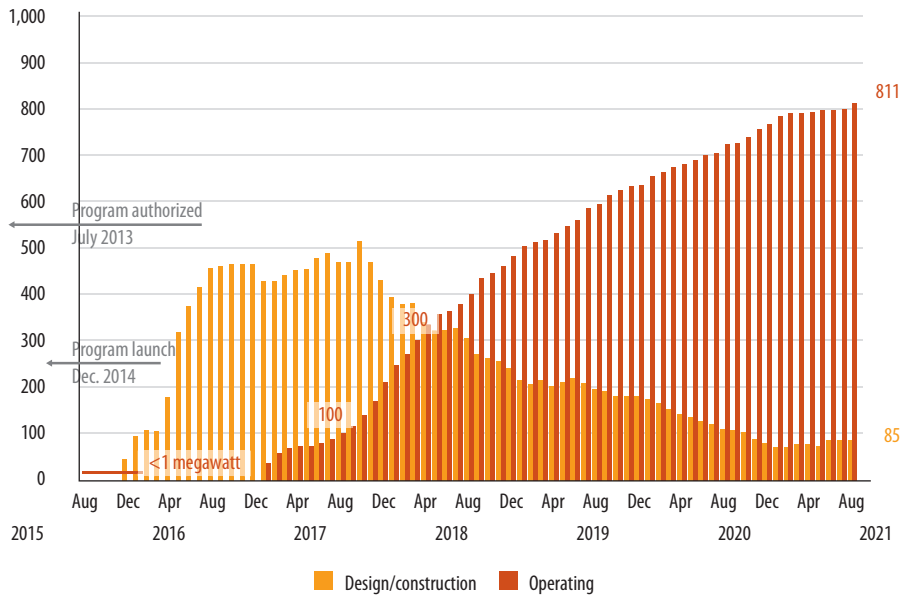


Figura 51
Evoluzione della capacità *Community Solar* in Minnesota (MW)

Fonte: Institute for Local Self-Reliance

Community Solar in Massachusetts

Il Massachusetts ha implementato politiche di abilitazione che includono il *net metering* e lo sviluppo privato di CS su terreni pubblici. Gli Enti pubblici tipicamente considerano troppo complesso sviluppare CS autonomamente. Ulteriori ragioni chiave per il successo del CS includono:

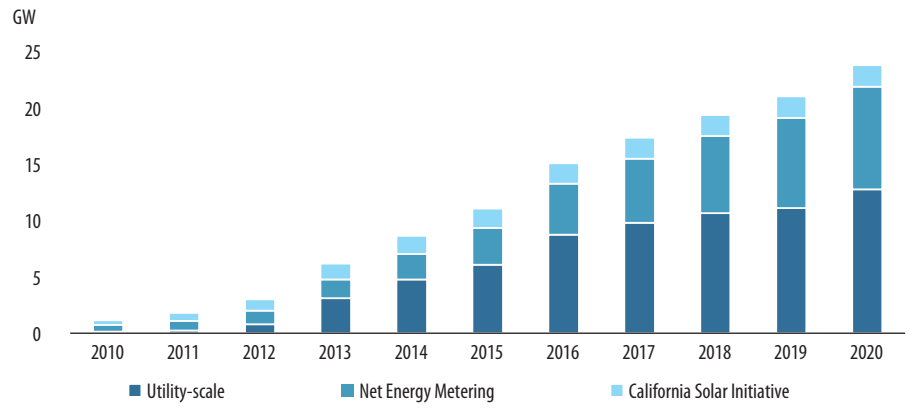
- ♦ presupposti realistici per quanto riguarda la risorsa solare disponibile, l'inflazione e i valori equi di mercato
- ♦ contratti a lungo termine che stabiliscono prezzi prevedibili per i crediti di conteggio netto e gli SREC
- ♦ un processo contrattualmente vincolante per indirizzare i partecipanti che si spostano o non possono più beneficiare della misurazione netta virtuale
- ♦ una lettera di parere legale credibile riguardante la struttura di un progetto in relazione ai regolamenti sui titoli e alla legge fiscale
- ♦ riserve di deposito a garanzia O&M per assicurazione, tasse, sostituzione dell'inverter e smantellamento del sistema.

Community Solar in California

In California il *Community Solar* ha contribuito marginalmente alla crescita della capacità solare (155 MW al 2018). Il programma di supporto *Green Tariff Shared Renewables* ha guidato lo sviluppo di capacità CS fino ad ora, tuttavia, la limitazione a 600 MW di capacità installabile in tutto lo stato ne ha ostacolato lo sviluppo.

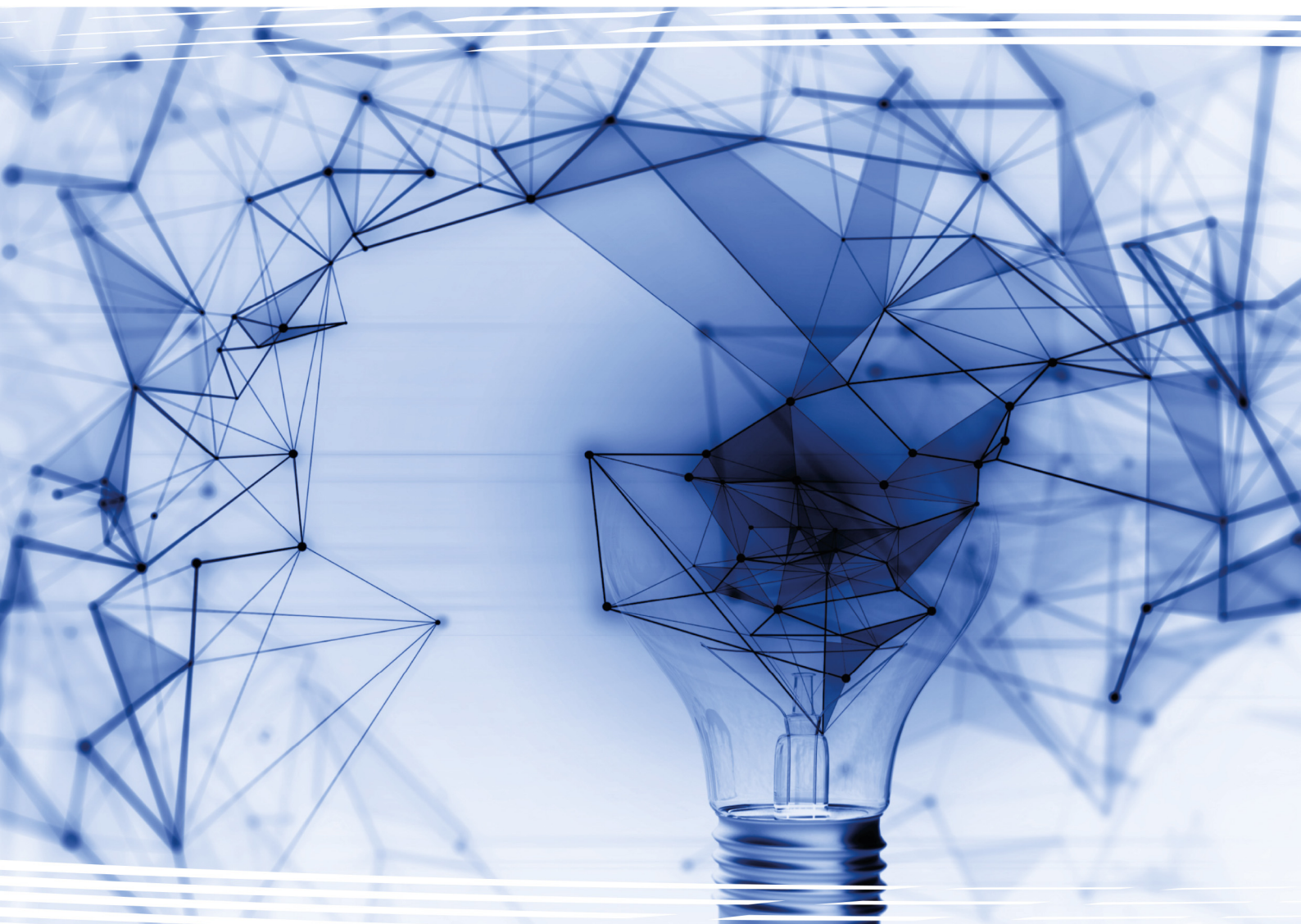
Il programma *Community Choice Aggregation* è la via di accesso al mercato preferita dai consumatori in California. La *Community Choice Aggregation* (CCA) permette alle città, alle contee, alle autorità elettriche unite (comuni) di offrire un servizio di approvvigionamento ai consumatori localizzati all'interno dei loro confini. Il funzionamento del meccanismo è simile al *Community Solar*, ma richiede un'approvazione legislativa. Attualmente ci sono 23 CCA operativi nel mercato CAISO e sono situati nei territori di servizio IOU per fornire un'alternativa per il servizio elettrico con energia più pulita a tariffe competitive. A partire dal 2020, le CCA si sono assicurate più di 6.000 MW in PPA a lungo termine, di cui intorno ai 3.800 MW di capacità solare.

Figura 52
Evoluzione della capacità solare
in California (GW)



Fonte: Joule Power, Institute for Local Self-Reliance

GLOSSARIO



SIGLA	DICITURA PER ESTESO
AAT	Altissima Tensione
ACL	Ambiente di Contrattazione Libero
ACR	Ambiente di Contrattazione Regolato
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
AGCM	Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APAC	Asia-Pacific
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
AUI	Asta di Ultima Istanza
BEIS	Business, Energy and Industrial Strategy
BT	Bassa Tensione
CAISO	California Independent System Operator
CCA	Community Choice Aggregation
CCGT	Combined-Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CE	Comunità Energetiche
CEL	Certificados de Energías Limpias
CER	Comunità Energetiche Rinnovabili
CfD	Contract for Difference
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CM	Capacity Market
COD	Commercial Operation Date
CS	Community Solar
CSP	Concentrated Solar Power
CVAR	Corrispettivo Variabile
DNO	Distribution Network Operator
DOE	Dipartimento di Energia
DSO	Distribution System Operator
DSR	Demand Side Response
EPTA	Energy Trading Platform Amsterdam
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ETS	Emission Trading System
EU	European Union
EV	Electric Vehicle
FCR	Frequency Containment Reserve
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FFR	Fast Frequency Response / Firm Frequency Response
FIT	Feed in Tariff
FRU	Fast Reserve Unit
GME	Gestore dei Mercati Energetici

GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GO	Garanzie d'Origine
HP	Heat Pump
IOU	Investor-Owned Utility
IS	Interruptibility Scheme
ITC	Investment Tax Credit
LCC	Line Commutated Converter
LCCC	Low Carbon Contracts Company
LCOE	Levelised Cost of Energy/Electricity
LOLE	Loss Of Load Expectation
LS	Load Shedding
LT	Long Term
LTC	Long-Term Contracts
LTPA	Long Term Power Auction
MAVER	Mercato dell'Acquisto e della Vendita di Energia Rinnovabile
MB	Mercato del Bilanciamento
mFRR	minute Frequency Restoration Reserve
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MITE	Ministero della Transizione Energetica
MME	Ministry of Mines and Energy
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MENA	Middle East and North Africa
MT	Media Tensione
NCSP	National Community Solar Partnership
NOA	Network Option Assessment
NPV	Net Present Value
O&M	Operation & Maintenance
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PA	Pubblica Amministrazione
$P_{avg_{MGP}}$	Media aritmetica del prezzo spot MGP calcolato sul profilo standard
PC	Prezzo Catturato
PD	Prezzo di acquisto della Domanda (MAVER)
PS	Prezzo aggiudicato MAVER
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PPA	Power Purchase Agreement
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PTS	Prezzo Time-Shift
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PV	Photovoltaics
REC	Renewable Energy Certificate/Credit

REER	New Renewable Energy Economic Regime
REN	Redes Energéticas Nacionais
RO	Renewable Obligation
ROC	Renewable Obligation Certificate
RR	Replacement Reserve
RVO	Netherlands Enterprise Agency
SDE	Sustainable Energy Transition Scheme
SIR	Synchronous Inertial Response
SM	Sessione di Mercato
SPEN	Scottish Power Energy Networks
SREC	Solar Renewable Energy Credit
SSRP	Steady-State Reactive Power
STOR	Short Term Operating Reserve
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
UC	Unità di Consumo
UK	United Kingdom
UKPN	UK Power Networks
UP	Unità di Produzione
UPR	Unità Produttive Rilevanti
UVAM	Unità Virtuale Abilitata Mista
VOLL	Value Of Lost Load
VSC	Voltage Source Converters
V2G	Vehicle to Grid



CONFINDUSTRIA