

Introduzione Electricity Market Report 2020

Lo “shock” dovuto al manifestarsi della pandemia COVID-19 ad inizio 2020 si è abbattuto non solo sulla vita di ciascuno di noi come individui e lavoratori, ma anche sul sistema elettrico. Da un lato, una repentina riduzione dei consumi elettrici ha avuto luogo, soprattutto nei mesi del primo “lockdown”, da marzo a maggio, durante i quali la domanda nazionale di energia elettrica si è ridotta del 12% rispetto allo stesso periodo del 2019. Dall’altro lato, la conseguente riduzione della generazione elettrica, che ha riguardato in maniera particolare gli impianti di generazione tradizionale, ha anticipato uno scenario atteso negli anni a venire, caratterizzato da elevate percentuali della produzione di energia elettrica nazionale coperta da impianti a fonte rinnovabile non programmabili, *in primis* fotovoltaico ed eolico.

In questo scenario, è doveroso sottolineare l’ottima capacità di reazione del sistema, che ha retto l’onda d’urto della pandemia, parimenti vale la pena riflettere sugli andamenti del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ove il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), si approvigiona di parte dei servizi necessari a garantire un corretto funzionamento del sistema elettrico. Si è assistito infatti ad un significativo aumento delle quantità scambiate, il quale - nonostante sia stato accompagnato da una riduzione dei prezzi medi accettati - ha determinato ad un incremento del costo di gestione del sistema nel periodo marzo-maggio 2020 del 54% rispetto all’anno precedente, conto che grava sulla collettività.

Tutto ciò si inserisce in un contesto, ossia il sistema elettrico, già in rapida evoluzione, per effetto della sempre maggiore penetrazione nel mix produttivo delle fonti rinnovabili in accordo con gli obiettivi nazionali sulla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, cui si lega la progressiva dismissione di quote importanti del parco termoelettrico (già in parte avvenuta negli ultimi anni). Tale evoluzione ha degli impatti significativi sull’esercizio in sicurezza del sistema elettrico, che vanno opportunamente governati. Diversi trend regolatori hanno visto la luce o hanno continuato a manifestarsi nel 2020 corso del 2020 (tra cui vale la pena citare il progetto pilota UVAM, le prime aste del Capacity Market, il progetto pilota sulla Fast Reserve, il Decreto e la consultazione dell’ARERA sul Vehicle-to-Grid) nell’ottica di assecondare uno sviluppo “sostenibile” del sistema elettrico verso il 2030, anno “target” per gli ambiziosi obiettivi che i Paesi comunitari si sono posti e che intendono inoltre ampliare, come emerge dalle prime discussioni sul *Green New Deal*.

In questo contesto in rapida evoluzione, un nuovo “soggetto” sta emergendo con grande enfasi: si tratta delle Energy Community, frutto del percorso normativo europeo avviato sulla scia del Clean Energy Package e che poggia su due principali direttive, la RED II e la EMD II, per le quali il nostro Paese – al pari degli altri Stati Membri – è chiamato a completare l’iter di recepimento nei prossimi mesi.

La quarta edizione dell’Electricity Market Report si pone come principale obiettivo analizzare le diverse “configurazioni” di Energy Community introdotte nel quadro normativo comunitario, dal punto di vista normativo-regolatorio e tecnologico, fino ad arrivare alla valutazione della sostenibilità economica di tali configurazioni ed alle potenzialità di diffusione in Italia. Un lavoro che ha visto il coinvolgimento di numerosi partner della ricerca, i quali ci hanno costantemente supportato nelle attività di ricerca pur in questo periodo molto complesso e a cui va – oggi più del solito - il nostro doveroso ringraziamento.

L’Electricity Market Report 2020 è il secondo lavoro presentato da Energy & Strategy dopo la pausa estiva, cui seguiranno il Circular Economy Report, alla sua prima edizione, ed infine la seconda edizione dello Smart Building Report, che chiuderanno le attività di ricerca di Energy & Strategy per l’anno 2020. Un’ultima parte dell’anno ricca di spunti di riflessione ed ulteriori occasioni di confronto, grazie alle quali auspichiamo di dare il nostro contributo per l’avvio di un nuovo anno, il 2021, che ci auguriamo tutti sia “di svolta”.

Executive Summary Electricity Market Report 2020

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: obiettivi ed implicazioni

La **transizione in atto all'interno del sistema elettrico** ha portato, negli ultimi anni, ad una **crescita significativa delle fonti rinnovabili** all'interno del mix energetico nazionale, *in primis* con una crescita della **produzione da impianti eolici e fotovoltaici**, per loro natura non programmabili, che ha raggiunto circa 43 TWh nel 2019 (pari al 15,3% della produzione complessiva di energia elettrica).

Altri "fenomeni" di rilievo riguardano il **calo della capacità installata totale** (circa 119 GW attuali, contro i 128 GW del 2012-2013), soprattutto a causa del **decommissioning di impianti termoelettrici tradizionali**, ed – in ottica prospettica - le traiettorie previste dagli obiettivi europei e nazionali di riduzione della dipendenza da fonti fossili, i quali richiedono che la **quota di generazione da fonti rinnovabili raggiunga il 55% della domanda elettrica al 2030**.

Questi ed altri fattori, come l'incremento della **generazione distribuita** e la crescente **elettrificazione dei consumi**, hanno avuto **impatti significativi sulla gestione del sistema elettrico** negli ultimi anni, che con ogni probabilità saranno **ulteriormente amplificati a seguito dell'importante evoluzione attesa**. Anche in assenza di eventi perturbativi sulla rete, infatti, è necessario costituire un adeguato margine di adeguatezza in ogni istante. Una crescente "sostituzione" di impianti termoelettrici con impianti non programmabili può tradursi in una riduzione del margine di adeguatezza nelle ore in cui è inferiore la produzione da impianti FRNP, i quali in ogni caso non possono garantire un contributo all'adeguatezza pari a quello fornito dalla generazione termoelettrica, a causa dell'incertezza intrinseca sulla effettiva produzione.

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni

L'evoluzione del sistema elettrico negli ultimi anni **ha avuto un impatto sull'approvvigionamento di servizi di dispacciamento** da parte di Terna, soprattutto in termini di **aumento dei volumi scambiati**, che mostrano un trend di sostanziale crescita a partire dal 2012, con prezzi medi dell'ordine dei 140 €/MWh per le attivazioni "a salire" e dei 25 €/MWh "a scendere".

L'**analisi "zonale"** (ossia con riferimento alle diverse zone di mercato che caratterizzano il MSD) mostra significative disomogeneità, dal punto di vista delle **quantità scambiate**, dei **prezzi medi** e delle **tipologie d'impianto maggiormente coinvolte**. La **zona Nord è quella caratterizzata dai volumi maggiori**, con una **concentrazione delle quantità accettate "a salire" nelle ore diurne**, sia nei mesi estivi che in quelli invernali. I prezzi medi osservati nel 2019 sul MSD ex-ante "a salire" risultano pari a circa **80 €/MWh nelle ore notturne** per poi crescere fino a **115 €/MWh nelle ore serali**. Pressi simili si osservano sul Mercato del Bilanciamento (MB), sul quale tuttavia vengono scambiate quantità decisamente inferiori rispetto all'ex-ante.

Viceversa, la **zona "Centro Sud" è quella che presenta i prezzi "a salire" mediamente più alti**, sia su MSD ex-ante che MB. Le quantità accettate in MSD ex-ante sono concentrate nelle ore notturne, con prezzi medi pari a circa 280 €/MWh nei mesi estivi e 330 €/MWh in quelli invernali, e nel MB si raggiungono valori medi superiori ai 350 €/MWh.

Riguardo la **tipologia di impianto** che oggi forniscono servizi ancillari, emerge che **la quota maggiore è relativa agli impianti a gas naturale** sia nell'ex-ante che nel MB, seguiti dagli **impianti idroelettrici** (soprattutto a pompaggio) e dagli **impianti a carbone**, anche in questo caso con evidenti differenze tra le diverse zone di mercato. Riguardo questi ultimi, va ricordato che gli obiettivi nazionali prevedono un **completo phase-out degli impianti a carbone entro il 2025**, di conseguenza la loro quota attuale di fornitura di servizi ancillari dovrà essere "coperta" con la partecipazione di altri soggetti. L'analisi mostra che in alcune zone di mercato essi coprono una parte significativa dei volumi complessivamente scambiati: ad esempio, nel MSD ex-ante gli impianti a carbone hanno contribuito nel corso del 2019 per il 27% della fornitura di

servizi “a salire” nella zona “Centro-Sud”, per il 60% nella zona “Sud” e per il 100% nella zona di mercato “Sardegna”.

L’**ingresso di nuove risorse** per la fornitura di servizi di mercato, a seconda delle proprie caratteristiche, potrà muoversi secondo una opportuna combinazione di due direttrici: l’**esigenza di modulazione della potenza attiva** nella zona e il **prezzo di remunerazione** che potranno ottenere. A titolo esemplificativo, ed al netto di considerazioni economiche, in zone caratterizzate da una presenza di volumi scambiati nelle ore prevalentemente serali e notturne, potrebbero giocare un ruolo importante in futuro risorse quali le **infrastrutture di ricarica per le auto elettriche** (siano esse ad accesso pubblico o privato), gli **storage** e gli **impianti di climatizzazione invernale a pompa di calore**. Seppur non attualmente diffuse, le proiezioni riguardo queste potenziali fonti di flessibilità indicano una loro futura presenza importante nel sistema elettrico italiano. Alcune di esse, inoltre, avranno un “peso specifico” variabile a seconda della latitudine nonché e del periodo dell’anno derivante dalle loro caratteristiche tecniche o dalla necessità di utilizzo. Nelle ore diurne potrebbero essere utilizzati soprattutto i **cogeneratori**, gli **impianti di climatizzazione estiva** e i **boiler elettrici** (uniti alle tecnologie precedentemente illustrate) variando il profilo di prelievo degli utenti (laddove possibile) e sfruttando l’inerzia termica degli edifici nei quali sono installati.

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

La primavera del 2020 è stata caratterizzata, com’è noto, da un lockdown a livello nazionale che ha fermato molte attività produttive a partire dal 9 marzo. A conseguenza di ciò, emerge un **generale calo della domanda di energia elettrica** a partire dalla seconda settimana di marzo 2020. Nel 2019 il totale delle quantità scambiate sul MGP nel periodo marzo-maggio è stato pari a 70,5 TWh, mentre nello stesso periodo del 2020 sono stati “scambiati” su MGP circa 62 TWh, con una **riduzione del 12%**. Il calo della domanda si è tradotto in una decisa **riduzione dei prezzi dell’energia**, il cui **valore medio nel periodo marzo-maggio 2020 è stato di 26,4 €/MWh contro gli oltre 52 €/MWh dello stesso periodo del 2019**.

Oltre a confermarsi una riduzione della quantità totale di energia prodotta, si osserva come il **peso della fonte solare nel mix produttivo del 2020 sia stata maggiore rispetto all’anno precedente**. Ad aprile 2020, ad esempio, la produzione nazionale è stata pari a 567 GWh (contro i circa **660 GWh di aprile 2019**) di cui il **13% proveniente da fonte solare**. Al contrario, per le fonti fossili si denota una riduzione in valore assoluto dell’energia prodotta (dal 52% al 44%).

Nella primavera 2020, **sul MSD si è avuto un forte incremento delle quantità scambiate** sia “a salire” che “a scendere” rispetto al 2019, mentre non si è vista una così netta differenza in termini di prezzi medi. La combinazione dei due effetti ha avuto come risultato principale una **crescita del controvalore dei servizi “a salire” (+137 mln€ sul MSD ex-ante e +67 mln€ sul MB tra marzo e maggio 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019)**. Confrontando fra loro le diverse zone di mercato, si nota come le principali differenze nel periodo analizzato siano legate ad un **aumento del controvalore dei servizi “a salire” nella zona Centro-Sud**, responsabile di un aumento di **185 mln € sui circa 300 mln € di incremento su scala nazionale**. Come sottolineato in più occasioni anche dall’ARERA, l’approvvigionamento di risorse in questa zona è caratterizzata dalla presenza di un mercato particolarmente concentrato. In totale, nel corso dei tre mesi considerati, il costo di approvvigionamento di servizi sul MSD (valutando il delta tra il controvalore dei servizi “a salire” e quello dei servizi “a scendere” è incrementato da **539 mln€ (nel 2019) a circa 829 milioni di € nel 2020**.

Per effetto dell’emergenza sanitaria, in conclusione, il sistema elettrico ha visto incrementare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili che hanno coperto forti percentuali nel mix di generazione, **anticipando di fatto uno scenario atteso negli anni a venire**. La variazione è stata improvvisa, mentre naturalmente l’incremento di quota delle FRNP nel mix di generazione nazionale sarà più graduale e soprattutto accompagnato da quelle misure volte a ridisegnare sotto diversi aspetti il sistema elettrico, come il Capacity Market o l’apertura del MSD.

Al netto della zona Centro-Sud, tuttavia, nel periodo considerato **non si è osservata una crescita particolarmente elevata dei costi del MSD** (anche in aree caratterizzate dalla forte presenza di impianti FERNP) mentre è stata notevole la riduzione dei prezzi dell'energia sul MGP. Una corretta valutazione degli effetti di lungo termine della maggiore penetrazione di rinnovabili nel sistema elettrico andrà valutata considerando entrambi (e non solo) questi aspetti: da un lato gli eventuali **maggiori costi di gestione del sistema elettrico** e dall'altro la **riduzione dei costi di generazione dell'energia elettrica** e, di conseguenza, del suo prezzo per gli utenti finali.

I “meccanismi” atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico

Negli ultimi anni sono stati introdotti diversi provvedimenti volti a dare una risposta alle esigenze sorte a seguito dell'evoluzione del sistema elettrico, tra i quali assumono grande importanza **il processo di apertura del MSD a nuove risorse** in grado di prestare flessibilità al sistema, al cui interno ricade il Decreto V2G per favorire **l'integrazione tra veicoli elettrici e la rete elettrica**, il progetto pilota Fast Reserve per abilitare risorse in grado di fornire un **servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza** e il **Capacity Market**, che si pone l'obiettivo di assicurarsi la disponibilità di capacità produttiva nel lungo termine.

I risultati del progetto pilota UVAM

La sperimentazione ha visto una **partecipazione crescente nel corso del 2019** e una quasi completa **saturatione del contingente già dalla prima asta del 2020**, alle quali risultano aver partecipato 20 BSP (7 in meno rispetto allo scorso anno, con un processo di primo “consolidamento” del mercato che vede ridursi il numero di “small player” a fronte di una conferma dei “big player”, intesi come coloro che si sono assicurati in asta una quantità almeno pari a 50 MW).

In linea con quanto rilevato lo scorso anno, **più di due terzi delle UVAM (68%) è composto da un unico POD**, e più della metà degli aggregati risulta essere di tipo “misto”, ossia vede la presenza sia di consumi che di impianti di generazione, all'interno dello stesso POD o di POD diversi.

Riguardo l'obbligo di effettuare offerte sul MB “a salire” da parte delle UVAM contrattualizzate a termine, l'analisi dei prezzi mostra la **tendenza degli operatori ad effettuare offerte a prezzi prossimi allo strike-price** (pari a 400 €/MWh), così come accadeva nel corso del 2019, fenomeno che concorre al limitare l'invio di ordini di dispacciamento da parte di Terna. Nel corso dei primi otto mesi del 2020 sono state **accettate sul Mercato del Bilanciamento solo cinque offerte “a salire”**, provenienti da due UVAM di titolarità di due diversi BSP. Degli 82 MWh accettati, inoltre, ne sono stati effettivamente forniti 16 MWh, ovvero con una **quota media di inadempimento dell'81%**. Risultano **maggiori le “chiamate” a scendere**, in totale 27 per circa 772 MWh caratterizzate, inoltre, da un'**elevata quota di effettivo adempimento in 23 casi** su 27.

In conclusione, da un confronto con i risultati dello scorso anno si può affermare che nonostante si sia notevolmente incrementata la partecipazione al progetto pilota (sia in termini di capacità di modulazione abilitata che di numerosità degli aggregati) **si sono mantenute invariate le caratteristiche principali** in termini di composizione degli “aggregati” e di localizzazione geografica, nonché di tendenza ad effettuare offerte a prezzi elevati rispetto alle medie di mercato.

Nel corso del periodo analizzato si è assistito al mancato adempimento da parte delle UVAM in quattro casi di attivazione “a salire” e altrettante attivazioni “a scendere”. Ciononostante, guardando al progetto pilota su un orizzonte più ampio si identifica una buona affidabilità delle UVAM, che hanno garantito la fornitura dell'85,5% delle quantità accettate nel periodo maggio 2019 – marzo 2020.

Sono in corso anche altri due progetti pilota: il progetto pilota UPR, relativo alla partecipazione volontaria al MSD da parte di unità di produzione rilevanti, che vede la partecipazione di un impianto idroelettrico che ha

finora fornito oltre un GWh sul MSD, e il progetto pilota UPI, dedicato ad unità di produzione rilevanti integrate a sistemi di accumulo che ha visto saturarsi il contingente pari a 30 MW.

Il **Capacity Market**, che riguarda invece un orizzonte temporale più ampio, è un meccanismo con cui il TSO si approvvigiona di capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Con le prime due aste sono stati assegnati rispettivamente **40,9 GW di capacità con periodo di consegna 2022 e 43,4 GW con periodo di consegna 2023**. L'obiettivo è quello di fornire **segnali di prezzo che consentano di evitare la riduzione del margine di adeguatezza per il decommissioning degli impianti tradizionali** e contemporaneamente **accompagnare la decarbonizzazione del parco di generazione**, facendo prevalere sulle altre le tecnologie più efficienti, meno inquinanti e con minori costi di produzione.

In questo contesto in grande fermento, un **nuovo "soggetto"** sta emergendo con grande enfasi, cui si sta dedicando parecchio interesse sia lato **policy maker** che da parte degli **operatori di settore**. Si tratta delle **Energy Community**, frutto del percorso normativo europeo avviato sulla scia del **Clean Energy Package** e che poggia su due principali direttive, la **RED II** e la **IEM**, per le quali il nostro Paese – al pari degli altri Stati Membri – è chiamato a **completare l'iter di recepimento nei prossimi mesi** (rispettivamente giugno 2021 e dicembre 2020).

Il quadro normativo sulle Energy Community

Sulla scia del "Clean Energy for all Europeans Package", approvato nella sua più recente versione a giugno 2019, sono state emanate due direttive che pongono le basi per l'introduzione delle "Energy community": la "Renewable Energy Directive 2018/2001" (nota come RED II), pubblicata a dicembre 2018, e la "Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944" (cosiddetta Direttiva IEM), pubblicata a giugno 2019.

Quattro nuove "configurazioni" sono introdotte dalle due Direttive sopracitate: gli "Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", le "Comunità Energetiche Rinnovabili", i "Clienti attivi consorziati" e le "Comunità Energetiche di Cittadini".

In particolare, le "**Renewable Energy community**" sono state **introdotte per la prima volta nel quadro normativo europeo attraverso la RED II**, che contiene norme volte a **promuovere la diffusione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ed aumentare l'accettazione da parte dei cittadini verso i progetti di nuovi impianti rinnovabili**. Inoltre, viene introdotta la configurazione di "**autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**", la cui principale caratteristica è che si trovino **all'interno dello stesso edificio o condominio**.

Ad inizio 2020, l'Italia ha avviato il processo di recepimento della direttiva RED II, al fine di inserire all'interno del quadro normativo nazionale vigente le nuove configurazioni da essa introdotte. Il percorso è iniziato con il **Decreto Milleproroghe**, entrato in vigore a **febbraio 2020**, con cui sono state introdotte per la prima volta nella legislazione italiana, in accordo con la direttiva, le definizioni di "Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" e "Comunità di Energia Rinnovabile" (REC). Il percorso è proseguito poi con la pubblicazione della Delibera ARERA 318/2020 (agosto 2020) e concluso (ad oggi) con il Decreto attuativo del MiSE, a settembre 2020. Prima di questi provvedimenti, il quadro normativo-regolatorio italiano non consentiva iniziative di autoconsumo collettivo tra diversi utenti finali, poiché ciascuna configurazione di produzione poteva fornire energia ad un unico consumatore finale. **Al fine di supportarne la diffusione, è stato riconosciuto un incentivo per un periodo di 20 anni** per l'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte di tali configurazioni (e che risulti condivisa tra i membri) pari a **100 €/MWh** nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo e **110 €/MWh** nel caso in cui l'impianto faccia parte di una

comunità energetica rinnovabile. Sono stati inoltre definiti una serie di **“paletti”** che delimitano lo spazio di manovra per la realizzazione di queste configurazioni, ad esempio in termini di **“perimetro”** delle configurazioni (ossia il medesimo edificio o condominio per gli autoconsumatori collettivi e la medesima cabina secondaria (MT/BT) per i membri di una REC) e di taglia d’impianto (non superiore a **200 kW** per singolo impianto).

Va sottolineato che il quadro normativo-regolatorio nazionale risulta ad oggi completo per l’attivazione della prima fase **“pilota”**, propedeutica al completo recepimento della Direttiva RED II, che tuttavia andrà recepita in modo definitivo entro giugno 2021. Eventuali evidenze emerse nel corso della fase sperimentale potranno essere utili per modificare le caratteristiche oggi previste da queste misure **“transitorie”**. Diversi **“punti di attenzione”** sono emersi, grazie al consueto proficuo confronto con gli operatori, tra i quali si citano (i) il **vincolo di ubicazione su reti di bassa tensione** per gli utenti appartenenti alle **REC** (sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT), che potrebbe determinare limiti **“tecnici”** relativamente **alla taglia degli impianti che possono fare parte di questa configurazione** e potrebbe risultare limitante in relazione alle tipologie **di membri che possono fare parte di questa configurazione** (tra cui si annoverano anche le medie imprese, che possono essere connesse in MT); (ii) il requisito per gli utenti di essere **sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT**, che comporta la **necessità di effettuare un’istanza al DSO per la verifica dei POD candidati a costituire la Comunità di energia rinnovabile** (il quale può fornire l’informazione solo con l’approvazione dei titolari dei punti di prelievo); (iii) la proposta di includere tra **Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)** tra gli impianti eleggibili all’interno delle nuove configurazioni.

Le soluzioni tecnologiche abilitanti le energy community

A partire dall’analisi del quadro normativo-regolatorio e grazie al **confronto con gli operatori**, sono **identificate ed analizzate le soluzioni tecnologiche che possono essere implementate nell’ambito delle configurazioni di autoconsumatori collettivi e comunità energetiche**. È tuttavia da sottolineare che **ciascuna configurazione possa assumere molteplici fisionomie**, in virtù delle scelte effettuate dai promotori della stessa, pertanto **non sussiste un’associazione “univoca” tra configurazione ed architettura tecnologica**.

Va evidenziato che **tutte le tecnologie hardware e software potenzialmente coinvolte** all’interno di tali configurazioni possono essere considerate **tecnologie già “mature” e reperibili sul mercato** (ciò, tuttavia, non implica il fatto che non possano essere oggetto di miglioramenti dal punto di vista delle prestazioni tecniche ed economiche). Al netto degli adeguamenti dell’acquisizione dei dati di misura, attività che è in capo all’impresa distributrice, **non ci sono investimenti tecnologici strettamente necessari** relativamente all’infrastruttura di misura per abilitare le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche.

Gli investimenti necessari riguardano l’installazione di **nuovi impianti di generazione**, con l’eventuale aggiunta di **sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici** o altri dispositivi hardware e software **più avanzati per la gestione dei flussi energetici**.

Al fine di **analizzare gli investimenti tecnologici** che possono essere effettuati per sviluppare una configurazione di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile o di Comunità energetica rinnovabile, si passano in rassegna le configurazioni tecnologiche identificate:

- **“Pura condivisione”**: configurazioni in cui è esclusivamente prevista l’installazione un **impianto di generazione FER** (es. **fotovoltaico**) con l’obiettivo di **condividere virtualmente l’energia prodotta dall’impianto tra i membri della configurazione**.
- **“Condivisione digital”**: configurazioni in cui è prevista l’installazione, oltre che dell’**impianto fotovoltaico**, di **dispositivi di misura** installati presso ciascun POD e di una **piattaforma software di**

monitoraggio. I dispositivi hardware (di misura) sono installati al fine di garantire **visibilità sui dati di misura** delle utenze di consumo e produzione.

- “Condivisione ottimizzata”: configurazioni che prevedono anche la presenza del **sistema di storage**, che consente in primo luogo di **umentare il livello di energia prodotta dall’impianto FER e condivisa all’interno della configurazione**. In secondo luogo, esso rappresenta una **risorsa “flessibile”** potenzialmente utilizzabile per la fornitura di **servizi ancillari**.
- “Condivisione digital”: configurazioni che prevedono anche la presenza dell’infrastruttura tecnologica che abilita **la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento da parte delle risorse “flessibili” disponibili** e dell’infrastruttura per la **ricarica dei veicoli elettrici**.



Un focus particolare è riservato alle **diverse tipologie di piattaforme software che possono essere utilizzate**. Le piattaforme presentano **diversi gradi di complessità e diverse funzionalità**, che le rendono più o meno adeguate alle diverse possibili applicazioni. Le principali **tipologie di piattaforme** sono:

- **Energy monitoring**, che consente di **aggregare** i dati raccolti dai dispositivi di misura e di renderli **fruibili al gestore della configurazione** ed alle **utenze** tramite un’interfaccia grafica. Essa risulta adatta ad una **configurazione di pura condivisione dell’energia**, in cui il margine di ottimizzazione e controllo degli impianti in ottica di incremento dell’energia condivisa è limitato;
- **Energy management**, che consente di **aggregare** i dati raccolti dai dispositivi di misura (eventualmente integrati con altri **dati “di contesto”** – es. meteo, mercati elettrici) al fine di **massimizzare l’energia condivisa all’interno della configurazione**. Essa risulta adatta per una configurazione che prevede lo **storage**;
- **Dispatching management**, che consente di **aggregare** i dati raccolti dai dispositivi di misura (eventualmente integrati con altri dati “di contesto”) al fine di **massimizzazione l’energia condivisa all’interno della configurazione** ed **abilitare la fornitura di servizi ancillari (MSD)**. Essa risulta adatta per una configurazione che **partecipa al MSD**.

Un altro focus tecnologico riguarda i sistemi di storage, le cui installazioni al mese di **ottobre 2020** risultano pari a **36.896 unità complessive**, per una potenza totale di **170,3 MW** e una capacità di **267,5 MWh**. Al netto di una sola installazione stand-alone, tutte le batterie risultano **abbinare ad un impianto fotovoltaico**. La **tecnologia più diffusa è il litio**, con un prezzo che si attesta intorno ai **670 €/MWh**.

L'apertura del MSD alle risorse di potenza inferiore a 55 kW, insieme alla recente introduzione del paradigma delle Energy Community, ha dato luogo allo sviluppo da parte dei technology provider di nuovi dispositivi hardware mirati specificatamente all'inserimento delle piccole risorse nel perimetro di monitoraggio e controllo della piattaforma.

I nuovi dispositivi, che sono in fase di sviluppo, rappresentano una versione "light" dei dispositivi di campo già impiegati per le risorse di media-grande taglia e sono caratterizzati da un costo inferiore (meno di 200 €/unità), con l'obiettivo di effettuare il monitoraggio delle risorse distribuite.

Inoltre, a livello residenziale, la diffusione di **elettrodomestici smart e sistemi di domotica** potrebbe semplificare **l'integrazione degli impianti domestici nelle logiche di monitoraggio e controllo di una piattaforma software centralizzata** che governa una o più UVAM.

La filiera delle Energy Community: i modelli di business degli operatori

Dal confronto con gli operatori emerge una **molteplicità di articolazioni del modello di business che essi potrebbero adottare per promuovere le iniziative di autoconsumo collettivo e comunità energetiche**.

Sono stati **identificati ed analizzati i modelli di business che possono essere adottati dai cosiddetti "soggetti terzi" o "developer" che a vario titolo possono giocare un ruolo nella creazione e gestione** di una configurazione di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e comunità energetiche rinnovabili, a partire dall'identificazione delle **macro-attività** che sono alla base della loro creazione e gestione:

- Ricerca ed aggregazione dei membri;
- Installazione degli asset (impianto fotovoltaico nella versione "base"; impianto fotovoltaico, accumulo e colonnine nella versione "premium");
- Fornitura tecnologie hardware e software per la gestione degli asset;
- Fornitura servizi di efficienza energetica;
- Abilitazione alla partecipazione al MSD.



In un contesto fortemente in divenire, i principali **"punti fermi"** appaiono i seguenti:

- Tutti i modelli di business che i soggetti terzi intendono implementare coprono le **attività di ricerca ed aggregazione dei membri** e **fornitura delle tecnologie hardware e software** di gestione degli asset presenti.
- Tutti i modelli di business prevedono (almeno) la **fornitura di tecnologie base per la generazione in loco di energia (fotovoltaico)**. In particolare, il modello che prevede la fornitura del **solo fotovoltaico può verosimilmente** trovare applicazione in una **fase iniziale** di sviluppo delle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetica.

PLAYER						MODELLO DI BUSINESS DI RIFERIMENTO
ESCo Cluster 1		(«Base»)				2a
ESCo Cluster 2		(«Premium»)				2b
Utility Cluster 1		(«Premium»)				1b
Utility Cluster 2		(«Premium»)				2b
Utility Cluster 3		(«Premium»)				3b

I **modelli di business** che gli operatori sono **maggiormente propensi ad implementare** risultano essere quelli che **includono anche la fornitura di servizi aggiuntivi di efficienza energetica**, attività che risulta “core” per le **ESCo** ma che sta assumendo sempre più rilevanza anche per le **utility**.

Il modello di business che si pone come **obiettivo principale la creazione della comunità energetica o dell’autoconsumo collettivo per cogliere le opportunità di ricavo insite nello schema** (massimizzare l’energia condivisa e l’ottenimento degli incentivi connessi) piuttosto che sui servizi annessi di efficienza energetica e partecipazione al MSD risulta di maggiore interesse per quelle utility che intendano rafforzare o avviare una relazione con le utenze in merito alla **fornitura dell’energia**.

Si registra una limitata “copertura” dell’attività legata alla **partecipazione al MSD**, in quanto al momento **non viene ritenuta prioritaria** da parte degli operatori, ma **oggetto di una valutazione successiva**, nel momento in cui la Energy Community sarà operativa e “a regime”. Solo nei casi in cui l’Energy Community Developer ha già esperienza come BSP per partecipazione pregressa al progetto UVAM, è probabile che nell’offerta possa includere la possibilità di inserire questa attività nel perimetro di competenza della Community.

Trasversalmente ai diversi business model, emerge il ruolo importante giocato dai **technology provider** come partner “abilitatori” dei diversi modelli di business.

La sostenibilità economica delle energy community

L’analisi della **sostenibilità economica associata alla creazione e gestione di configurazioni di “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” e di “comunità energetiche rinnovabili”** ha riguardato 6 diversi “archetipi”:

- (i) **condominio con 20 utenti residenziali** e (ii) **centro commerciale con 65 negozi**, come esempi di applicazione **dell’autoconsumo collettivo da FER**.
- (iii) **quartiere residenziale con 80 utenti residenziali**; (iv) **quartiere con utenti residenziali e del terziario contenente 60 utenti residenziali e 10 utenze tipo ufficio**; (v) **area urbana mista con un’utenza industriale che autoconsuma l’energia e condivide l’eccesso con 45 utenti residenziali**; e (vi) **distretto industriale con 14 PMI**, come esempi di applicazione delle **comunità energetiche rinnovabili**.

Dopo aver simulato il profilo aggregato degli utenti e il profilo di produzione degli impianti, sono state quantificate le relative voci di costo e di ricavo per i casi analizzati (anche valutando l’effetto della variazione

dei business model ad esse applicati) per giungere alla valutazione della sostenibilità economica, tramite i “tradizionali” indicatori di IRR e PBT.

L’analisi estensiva condotta – che complessivamente ha riguardato più di un centinaio di business case – mostra **risultati “promettenti” per la diffusione di queste configurazioni nel prossimo futuro.**

La costituzione di una configurazione di **autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile all’interno di un condominio presenta economics molto interessanti nello scenario di investimento condiviso**, grazie alla **cessione del credito** di cui il developer può beneficiare.

L’integrazione di un sistema di storage e degli altri servizi (ricarica dei veicoli elettrici e partecipazione al MSD) determina un miglioramento degli economics per il developer (ancorché in misura limitata), viceversa **allunga i tempi di ritorno dell’investimento per le utenze energetiche** (che tuttavia ottengono un beneficio economico annuo più elevato, in termini assoluti).

Il caso in cui **l’investimento è totalmente a carico del developer non risulta conveniente**, in quanto egli non può in questo modo accedere alla detrazione del 50% sull’investimento sostenuto.

Viceversa, l’investimento “autonomo”, **totalmente a carico delle utenze energetiche, presenta un IRR mediamente pari all’11% nel caso relativo al solo fotovoltaico, che peggiora di circa 3 punti percentuali nel caso in cui si preveda anche la presenza dello storage**, che tuttavia darebbe risultati migliori se si riuscisse ad incrementare maggiormente la quota di energia condivisa. A fronte di economics indubbiamente interessanti, è altresì da sottolineare che **l’investimento a carico delle utenze energetiche (pari a circa 40.000 € con il solo fotovoltaico) è più che doppio rispetto al caso di investimento condiviso**, il che potrebbe rappresentare una **barriera alla diffusione di tale approccio**. Inoltre, la presenza di un soggetto terzo come “partner” permette all’utente di **condividere il rischio dell’iniziativa**.

La presenza di un developer, oltre a fornire le risorse tecniche e finanziarie necessarie per dar vita alle configurazioni, abilita **ulteriori opportunità per gli utenti**, come l’installazione di una **infrastruttura di ricarica per auto elettriche** e la **partecipazione al MSD tramite lo storage**, che consentono di incrementare i ricavi con un beneficio sia per il developer (+1% di IRR) che per gli utenti.

La seconda configurazione di **autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile analizzata, relativa al centro commerciale, presenta economics molto interessanti, sia nello scenario di investimento autonomo che in quello a carico del developer**. Ciò in virtù del fatto che **il livello di condivisione dell’energia prodotta dall’impianto fotovoltaico, all’interno del caso simulato, è prossimo al 100%**.

In virtù di ciò, **l’integrazione di un sistema di storage non avrebbe particolari effetti positivi**. Viceversa, è interessante sottolineare **l’impatto positivo associato all’abilitazione della partecipazione al MSD, utilizzando l’impianto di condizionamento estivo** di cui si ipotizza disponga il centro commerciale. La possibilità di sfruttare **l’inerzia termica dell’edificio**, senza che ciò comporti un innalzamento significativo della temperatura interna, determina un **incremento dell’IRR di 1-4 punti percentuali**.

Per quanto riguarda la creazione di configurazioni di **comunità energetiche rinnovabili in ambito urbano (Quartiere residenziale, Quartiere misto ed Area urbana mista)**, i casi in cui **l’investimento sia totalmente a carico del developer presentano economics negativi**, in virtù della impossibilità per tali soggetti di accedere alla detrazione del 50% sull’investimento sostenuto.

D’altro canto, **l’investimento autonomo da parte delle utenze energetiche presenta economics interessanti**, soprattutto nei casi di **Quartiere misto ed Area urbana mista che**, all’interno delle simulazioni effettuate, **beneficiano di elevati livelli di condivisione dell’energia prodotta dagli impianti di generazione**. In generale, in contesti come questo, la presenza del sistema di storage ha impatti economici moderati, in virtù dell’elevato livello di condivisione dell’energia che si ottiene installando unicamente l’impianto fotovoltaico.

Per quanto riguarda l'Area Mista - in cui si prevede che un'utenza industriale si faccia promotrice dell'iniziativa e coinvolga altre utenze energetiche residenziali ad essa prossime - **al di là della mera convenienza economica**, questo schema **beneficia di ricadute "sociali" positive sulla comunità locale**, che verosimilmente si possono riverberare in ricadute positive d'immagine per l'utente industriale.

Il **Quartiere Residenziale non mostra economics particolarmente soddisfacenti**, con un **IRR nell'ordine del 7%** ed un **PBT di circa 14 anni** (con un leggero peggioramento in caso di presenza dello storage). Questa simulazione è basata sull'ipotesi (conservativa) che le utenze energetiche coinvolte **non possano installare la suddetta capacità di generazione da fotovoltaico sui tetti degli edifici**. Il rilassamento di tale ipotesi (con conseguente possibilità di beneficiare delle **detrazioni fiscali**) **avrebbe con un impatto fortemente positivo sugli economics**. Tale **impatto positivo sarebbe ulteriormente amplificato dalla possibilità**, per tali soggetti, **di autoconsumare fisicamente una parte dell'energia prodotta dall'impianto o dagli impianti**.

L'**integrazione degli altri servizi** (ricarica dei veicoli elettrici e partecipazione al MSD) **determina**, in generale, **un miglioramento degli economics sia per il developer che per gli utenti** (ancorché in misura limitata). In particolare, i ricavi aggiuntivi da MSD comportano un **beneficio tanto più significativo quanto maggiore è la capacità di modulazione offerta dalle risorse**, come nel dell'impianto di condizionamento di cui dispone il Centro Commerciale. Per questa tipologia di utenze può essere particolarmente interessante la partecipazione ai progetti pilota in corso, tramite il developer che gestisce la configurazione di comunità energetica o di autoconsumo collettivo o tramite un BSP "esterno" cui gli utenti si affidano.

Infine, il **distretto industriale**, che vede l'esclusiva presenza di utenze (PMI) di tipo industriale, **mostra l'IRR più elevato**, pari al **14-15% nel caso di investimento a carico del developer**, e circa il **19% nel caso di investimento sostenuto dalle utenze energetiche**. Ciò è dovuto in primis agli **elevati livelli di condivisione dell'energia prodotta dagli impianti di generazione**.

Un ulteriore **impatto positivo è associato all'abilitazione della partecipazione al MSD, utilizzando l'impianto di cogenerazione** che si ipotizza sia presente all'interno dell'aggregato. È altresì da sottolineare che la configurazione "Distretto industriale" appare di **difficile realizzazione** stante l'attuale quadro normativo-regolatorio, ai fini del quale tutte le utenze energetiche (PMI) dovrebbero essere sottese alla medesima cabina MT/BT.

La presenza **di un developer**, che condivide o sostiene per intero l'investimento iniziale, **rappresenta indubbiamente un fattore abilitante per la creazione di queste configurazioni**, sebbene la convenienza economica per esso debba essere attentamente valutata.

La sua presenza consente infatti, da un lato, **l'abbattimento dei costi d'investimento iniziali per gli utenti e la possibilità di beneficiare di un effetto-scala sugli investimenti stessi**, oltre al fatto che esso può fungere da **"catalizzatore" dell'iniziativa**.

In secondo luogo, la presenza del developer può abilitare, da un lato, **un'ottimizzazione della progettazione della configurazione** e, dall'altro lato, una **migliore gestione operativa della configurazione stessa** (che in prima approssimazione è trascurata), grazie all'**adozione di un'adeguata infrastruttura hardware e software di gestione**.

Le eventuali ulteriori **competenze specifiche del developer**, ad esempio in termini di **realizzazione di interventi di efficienza energetica** e di **partecipazione al MSD**, può abilitare ulteriori **opportunità**, con **ricadute economiche annesse positive**.

Il potenziale di diffusione delle energy community

La sezione finale del Report si pone l'obiettivo di stimare il potenziale di diffusione delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e delle comunità energetiche in Italia.

A tal fine, l'approccio metodologico perseguito prevede 3 fasi sequenziali:

- Stima del **mercato "potenziale"**, rappresentato dal totale delle utenze energetiche/edifici che potrebbero entrare a far parte delle configurazioni oggetto d'analisi.
- Stima del **mercato "disponibile"**, sottoinsieme del mercato "potenziale" che tiene conto della presenza di vincoli tecnici che in prima approssimazione escludono la partecipazione di alcune utenze energetiche/edifici (ossia l'insufficiente irraggiamento e la presenza di vincoli di natura storico-paesaggistica), oltre che l'attuale presenza di un impianto di auto-produzione di energia.
- Identificazione di **3 scenari di penetrazione attesa ("moderato", "intermedio", "accelerato")** delle configurazioni oggetto d'analisi, a partire dal mercato "disponibile" e tenendo conto della sostenibilità economica di suddette iniziative.

Lo scenario "intermedio" si basa sull'assunto che la diffusione delle configurazioni si basa prevalentemente su **iniziative promosse "dal basso"**, supportati dalla presenza di un **solido razionale economico**. Nello scenario "accelerato", un ruolo chiave nella diffusione delle configurazioni è **giocato dai "developer"**, la cui presenza può – tra le altre cose - **favorire l'aggregazione delle utenze** (soprattutto in ambito residenziale) e **limitare/azzerare gli investimenti a carico delle utenze energetiche**. Viceversa, lo scenario "moderato" **tiene conto delle criticità** a livello di **"awareness"** da parte delle utenze energetiche circa le opportunità rappresentate dall'autoconsumo collettivo o dalle comunità di energia rinnovabile e di **effettiva capacità di promuovere la realizzazione di queste iniziative**, che potrebbero palesarsi e che potrebbero influenzare negativamente la diffusione delle configurazioni.

Seppur con differenze significative tra i diversi scenari, le potenzialità di mercato nel nostro Paese sono ragguardevoli. Si stima infatti che potrebbero essere coinvolte nel **prossimo quinquennio (2021-2025)** circa **150-300 mila utenze non residenziali** ed **oltre 1 milione di utenze residenziali**, dando vita (nello scenario **intermedio**) a circa **5-10 mila configurazioni di autoconsumo collettivo** e circa **20.000 Comunità Energetiche Rinnovabili**.

Le ricadute associate al manifestarsi di tali iniziative fanno riferimento a: **ricadute di tipo economico**, come ad esempio il volume d'affari generato per la fornitura delle componenti tecnologiche necessarie e le ricadute fiscali, e **ricadute di tipo energetico ed ambientale**, come ad esempio l'incremento della generazione fotovoltaica e la conseguente riduzione delle emissioni.

La diffusione delle comunità energetiche potrebbe portare, in totale, all'installazione di oltre 3,5 GW di impianti fotovoltaici e 1,3 GWh di capacità di accumulo, generando un volume d'affari di 4,6 miliardi di euro l'anno supportati da incentivi per 6,5 miliardi di € su un orizzonte di 20 anni.

Con riferimento allo scenario intermedio, si prevede che al 2025 **le comunità energetiche e gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente possano contribuire al 45% della nuova potenza di fotovoltaico installata necessaria al nostro Paese per raggiungere l'obiettivo fissato dal PNIEC**. Nel medesimo anno, il contributo **rispetto alla produzione complessiva di fotovoltaico sarebbe circa dell'11%**. Inoltre, la diffusione delle configurazioni di autoconsumo collettivo avrebbe come impatto positivo una **riduzione delle perdite di rete stimata nell'intorno di circa 5,5 GWh/anno**, pari a circa 100 GWh cumulati nel periodo 2021-2044.

La **riduzione delle emissioni di CO₂ in 25 anni si stima intorno ai 23 mln di tonnellate**, che economicamente possono essere **quantificate per un valore pari almeno ad altri 460 mln €** nello scenario intermedio, con una valorizzazione cautelativa di 20 €/ton per la CO₂. Ultimo ma non meno importante, va sottolineato che oltre ai benefici diretti quantificati nel presente studio, la diffusione di tali configurazioni potrebbe determinare

una serie di **ulteriori ricadute “sistemiche” positive**, come ad esempio la **fornitura di servizi ancillari a beneficio del sistema elettrico**, di dare una spinta alla diffusione di soluzioni di **efficienza energetica** e della **mobilità elettrica**.

“Numeri” molto promettenti che non possono non richiamare **l’attenzione degli operatori del settore**, che sono ora chiamati a contribuire in maniera sostanziale affinché tale potenziale si traduca in realtà. Si tratta infatti di iniziative che – come s’intuisce dalle stime condotte negli ultimi capitoli del Rapporto – possono determinare importanti benefici per i soggetti promotori, ma che allo stesso tempo possono avere forti ricadute positive a livello “sistemico”, **favorendo così il raggiungimento dei target di evoluzione del sistema energetico nazionale** che non possono essere disattesi.