



ELECTRICITY MARKET REPORT

Decentralizzazione, Elettificazione, Digitalizzazione: quali prospettive per comunità energetiche ed aggregazioni virtuali?

Novembre 2020



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

energystrategy.it

Indice

Introduzione	3
<i>Executive summary</i>	7
1. L'evoluzione del mercato elettrico italiano: obiettivi e meccanismi abilitanti	41
2. Il quadro normativo sulle Energy Community	157
3. Le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community	217
4. La filiera delle Energy Community: i modelli di business degli operatori	273
5. La sostenibilità economica delle Energy Community	311
6. Il potenziale di diffusione delle Energy Community	449
Gruppo di lavoro	491
La School of Management	493
L'Energy & Strategy Group	494
Le imprese Partner	495



Introduzione

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 steso 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 approvvigiona di parte dei servizi necessari a garantire il 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 un incremento del costo di gestione del sistema nel periodo marzo-maggio 2020 del 54% rispetto all’anno precedente, costo che grava sulla collettività.

Tutto ciò si inserisce in un contesto, ossia il sistema elettrico, già in rapida evolu-



zione, 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 IEM, 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 all'analisi delle 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

Umberto Bertelè

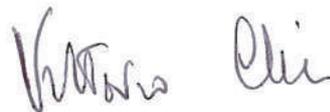
School of Management - Politecnico di Milano



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".

Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group



Executive Summary

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 tota-**

le (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 probabi-

lità 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 disponibilità.

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. Prezzi 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 pompag-

gio) 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 ancillari, 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 caratteri-

stiche 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

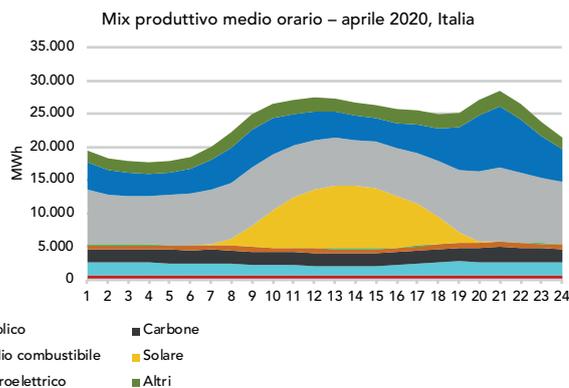
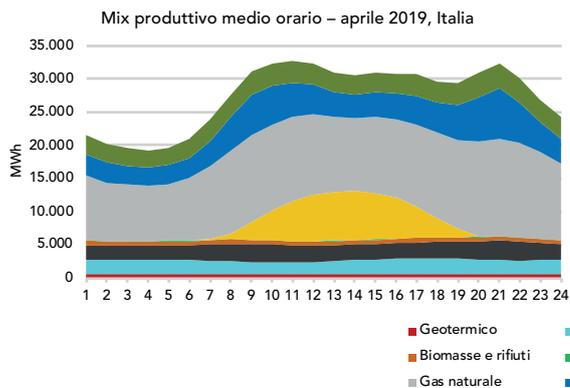
La primavera del 2020 è stata caratterizzata, com'è noto, da un lockdown a livello nazionale che ha fermato molte attività produttive a partire dal 9 marzo. A conseguenza di ciò, emerge un **generale calo della domanda di energia elettrica** a partire dalla seconda settimana di marzo 2020. Nel 2019 il 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 con-

siderati, 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 **saturazione 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 ope-**

ratori 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 proget-

ti 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 dicem-

bre 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.

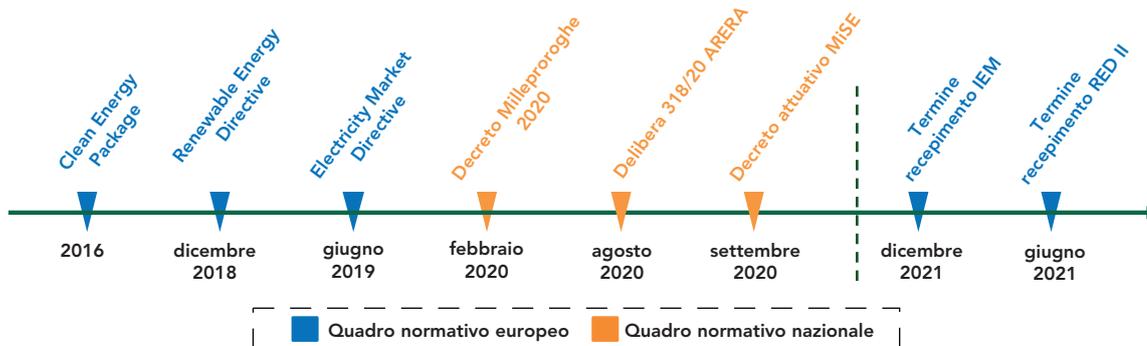
Quattro nuove "configurazioni" sono introdotte dalle due Direttive sopracitate: gli "Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", le "Comunità Energetiche

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 **De-**



creto 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

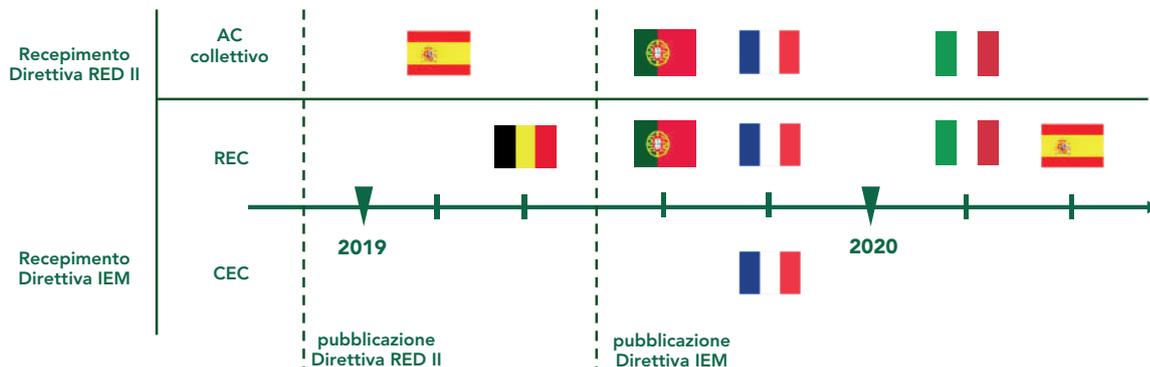
li facenti parte di tali configurazioni (e che risulti condivisa tra i membri) pari a **100 €/MWh** nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo e **110 €/MWh** nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile. Sono 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 com-

pleto 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.

A livello europeo emerge un interessante “fermento”, dato dall'azione di diversi Stati Membri che hanno avviato il processo di recepimento nella legislazione nazionale di quanto previsto per la costituzione delle nuove configurazioni introdotte dalle direttive europee RED II ed IEM. Si rimanda al Rapporto per un'analisi di dettaglio dei provvedimenti in essere in ciascuno Stato Mem-



bro che ha avviato iniziative in questo ambito.

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**.
- **"Pura 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 **augmentare 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 smart”**: 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 **abbinate 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 crea-**

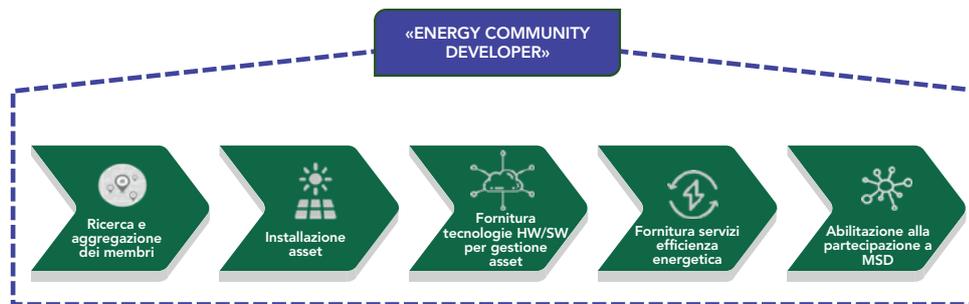
zione e gestione di una configurazione di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e comunità energetiche rinnovabili, a partire dall'identificazione delle **macro-attività** che sono alla base della loro creazione e gestione:

- 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 pre-



senti.

- 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.

I **modelli di business** che gli operatori sono **maggiormente propensi ad implementare** risultano essere quelli che **includono anche la fornitura di**

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

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 ope-

ratori, 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 agisco-



no 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.

Ambito	Codice Business case	Investimento developer	Investimento condiviso		Investimento autonomo degli utenti
Condominio	COND I	Negativo	13,5%	12,5%	10%
	COND II	Negativo	14,5%	9,5%	8%
	COND IV	Negativo	15,5%	15%	9%*
Centro commerciale	COMM I	13,5%	Non analizzato		17%
	COMM III	17,5%	Non analizzato		18%*
Quartiere residenziale	RES I	5,5%	Non analizzato		7%
	RES II	5%	Non analizzato		6%
	RES IV	8%	Non analizzato		7%*
Quartiere residenziale con uffici	TERZ I	6%	Non analizzato		14%
	TERZ II	5,5%	Non analizzato		10,5%
	TERZ IV	6,5%	Non analizzato		11%*
Area urbana mista	IND I	Negativo	Non analizzato		11%
	IND III	Negativo	Non analizzato		11%*
Distretto industriale	PMI I	14%	Non analizzato		18%
	PMI III	15%	Non analizzato		19%*

Ottica developer
Ottica utenze energetiche

Overview dei risultati dei business case analizzati [IRR]

(*) Ipotizzando la partecipazione al MSD tramite un BSP

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**

Ambito	Codice Business case	Investimento developer	Investimento condiviso		Investimento autonomo degli utenti
Condominio	COND I	> 20 anni	8 anni	9 anni	9 anni
	COND II	> 20 anni	7 anni	12 anni	12 anni
	COND IV	> 20 anni	7 anni	8 anni	11 anni*
Centro commerciale	COMM I	10 anni	Non analizzato		7 anni
	COMM III	8 anni	Non analizzato		6 anni*
Quartiere residenziale	RES I	> 20 anni	Non analizzato		14 anni
	RES II	> 20 anni	Non analizzato		16 anni
	RES IV	17 anni	Non analizzato		15 anni*
Quartiere residenziale con uffici	TERZ I	> 20 anni	Non analizzato		9 anni
	TERZ II	> 20 anni	Non analizzato		12 anni
	TERZ IV	> 20 anni	Non analizzato		11 anni
Area urbana mista	IND I	> 20 anni	Non analizzato		12 anni
	IND III	> 20 anni	Non analizzato		12 anni*
Distretto industriale	PMI I	10 anni	Non analizzato		7 anni
	PMI III	9 anni	Non analizzato		7 anni*

Ottica developer
Ottica utenze energetiche

Overview dei risultati dei business case analizzati [PBT]

(*) Ipotizzando la partecipazione al MSD tramite un BSP

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'10% nel caso relativo al solo fotovoltaico, che peggiora di circa 2 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'inve-

stimento 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 sensi 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 auto-consumatori 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 energeti-

che potrebbe portare, in totale, all'installazione di oltre 3,5 GW di impianti fotovoltaici e fino a 1,3 GWh di capacità di accumulo, generando un volume d'affari di 4 miliardi di euro 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 col-**

Ricadute economiche

Variazione volume d'affari tecnologie

Variazione volume d'affari energia

Ricadute fiscali

Incentivazione

Restituzione componenti tariffa

Ricadute energetiche ed ambientali

Incremento generazione FER

Energia condivisa

Riduzione perdite in rete

Riduzione delle emissioni



lettivamente possano contribuire al 45% della nuova potenza da 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 110 GWh cumulati nel periodo di vita utile degli impianti.

La **riduzione delle emissioni di CO₂ nello stesso arco di tempo 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 posi-

tive a livello "sistemico", favorendo così il raggiungimento dei target di evolu-

zione del sistema energetico nazionale che non possono essere disattesi.

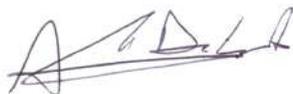
Davide Chiaroni

Responsabile della Ricerca



Andrea Di Lieto

Project Manager



Simone Franzò

Responsabile della Ricerca



Paola Boccardo

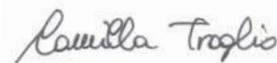


Federico Frattini

Responsabile della Ricerca



Camilla Troglia





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



L'evoluzione del mercato elettrico italiano: **1** obiettivi e meccanismi abilitanti

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di:
 - Analizzare gli **obiettivi di evoluzione attesa** del sistema elettrico nazionale e delle principali «**implicazioni**», in termini di **necessità attuali ed attese** per la gestione in sicurezza del sistema elettrico;
 - Analizzare l'andamento dei **prezzi** e delle **quantità** osservati negli ultimi anni sul **MSD**, per i diversi servizi e nelle varie zone di mercato, nonché dei **soggetti che oggi rispondono alle necessità di gestione del sistema**;
 - Analizzare l'**impatto della crisi COVID-19** sull'andamento delle **quantità e dei prezzi** nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento nel **2020**, effettuando un confronto con gli andamenti del 2019 in condizioni «standard»;
 - Analizzare i «**meccanismi**» **atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico**, quali il **processo di apertura del MSD**, nuovi progetti pilota, come la **Fast Reserve**, e il **Capacity Market**.

Indice capitolo

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

Gli attuali andamenti del MSD in Italia

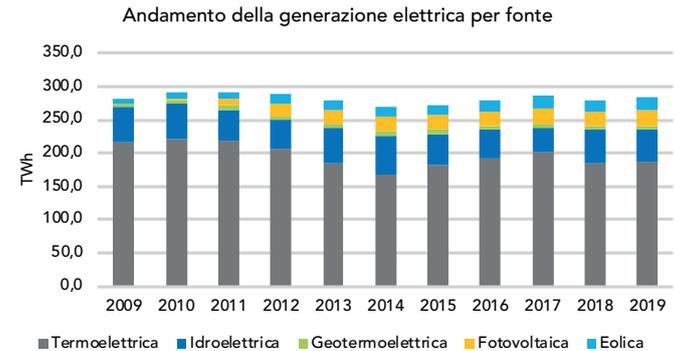
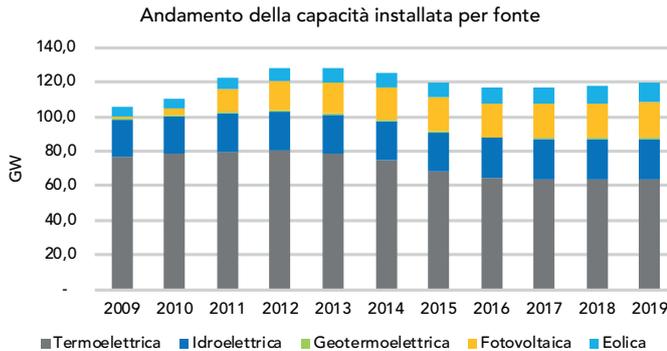
Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Situazione attuale

- 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 particolare la produzione da impianti eolici e fotovoltaici**, per loro natura non programmabili, ha raggiunto circa **43 TWh nel 2019, pari al 15,3% della produzione complessiva di energia elettrica.**



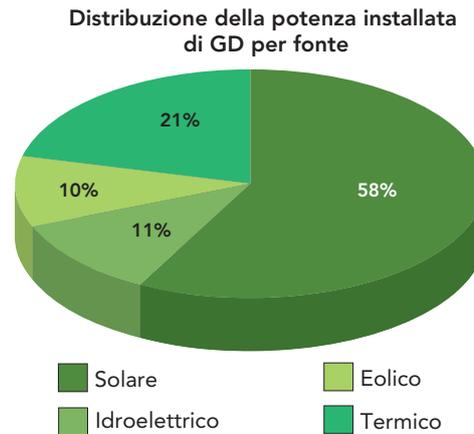
Fonte: rielaborazione su dati Terna

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Situazione attuale

- Osservando l'**evoluzione del parco di generazione nazionale**, si notano **tre aspetti principali**:
 - La **capacità installata totale (circa 119 GW)** è **in calo** rispetto ai valori massimi raggiunti nel 2012-2013 (128 GW) ma stabile rispetto agli ultimi anni; ciò è dato dal fatto che le dismissioni del **parco termoelettrico** sono rallentate.
 - **Eolico e fotovoltaico** continuano a crescere, anche se con ritmi rallentati rispetto a gli anni 2012-2013.
 - La quota di **produzione di energia eolica e fotovoltaica** è passata, tra il 2009 e il 2019, dal **2,5%** al **15%** del totale nazionale.

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Situazione attuale

- Inoltre, si è verificato un aumento della **potenza connessa alle reti di media e bassa tensione**: dei 119 GW di potenza efficiente lorda installata nel 2018, la **generazione distribuita rappresenta oltre 28 GW**, in gran parte relativi ad impianti fotovoltaici.



Fonte: rielaborazione su dati ARERA

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Situazione attuale

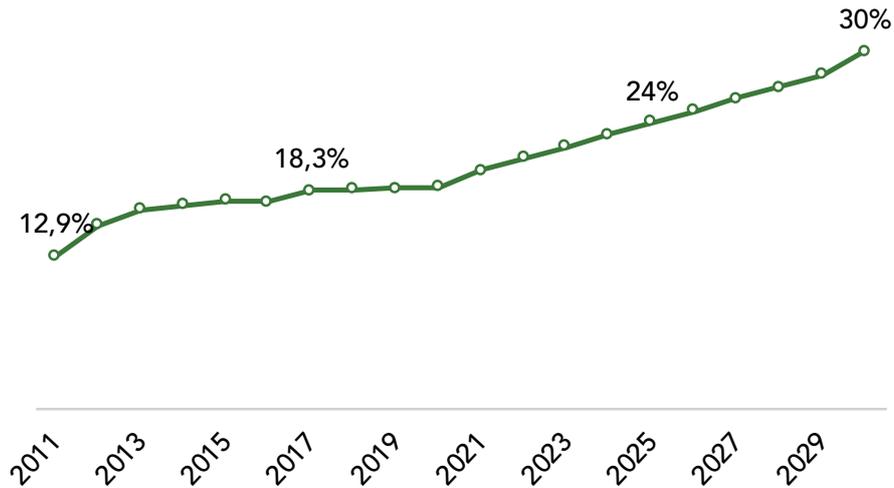
- La generazione distribuita ha assunto un ruolo rilevante anche in termini di energia elettrica prodotta, in quanto copre **oltre un quinto della produzione lorda nazionale.**

Fonte	Numerosità impianti	Potenza efficiente lorda	Generazione
Solare	822.186	18.821 MW	21 TWh
Idroelettrica	3.915	3.541 MW	12 TWh
Eolica	5.388	3.217 MW	5,4 TWh
Termica	5.737	6.879 MW	29 TWh
Totale	837.226	32.458 MW	67,4 TWh

Fonte: rielaborazione su dati ARERA

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Gli obiettivi del PNIEC

- Gli obiettivi definiti all'interno del **Clean Energy Package** si «traducono», per **l'Italia**, nell'impegno ad ottenere una graduale **riduzione della dipendenza da fonti fossili**, raggiungendo al **2030** una quota del **30% di copertura da fonti rinnovabili del consumo finale lordo di energia**.



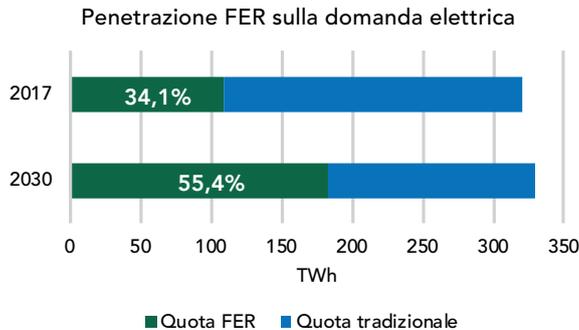
L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Gli obiettivi del PNIEC

- Il raggiungimento dell'obiettivo è suddiviso su tre settori: **la generazione elettrica, il settore termico e il settore dei trasporti.**

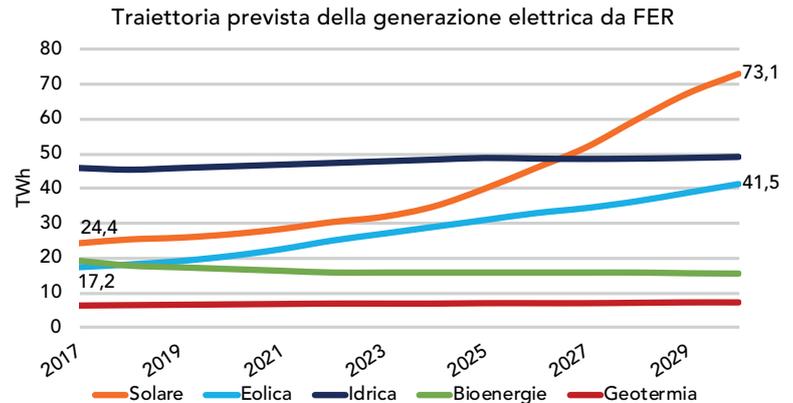
Settore	2017	2030	Δ 2030-2017
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.729 tep	16.060 tep	+ 65%
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	11.211 tep	15.031 tep	+ 34%
Consumi finali di FER nei trasporti	1.060 tep	2.337 tep	+ 120%
Consumi finali lordi complessivi	120.435 tep	111.359 tep	- 7,5%

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Gli obiettivi del PNIEC

- Gli obiettivi europei e nazionali di **riduzione della dipendenza da fonti fossili** richiedono una significativa **evoluzione del sistema elettrico nazionale**, che dovrà essere in grado di rispondere alle esigenze di maggiore **elettrificazione dei consumi** (in parte attenuata dall'effetto delle politiche in tema di **efficienza energetica**) sfruttando una quota sempre maggiore di **fonti rinnovabili**.



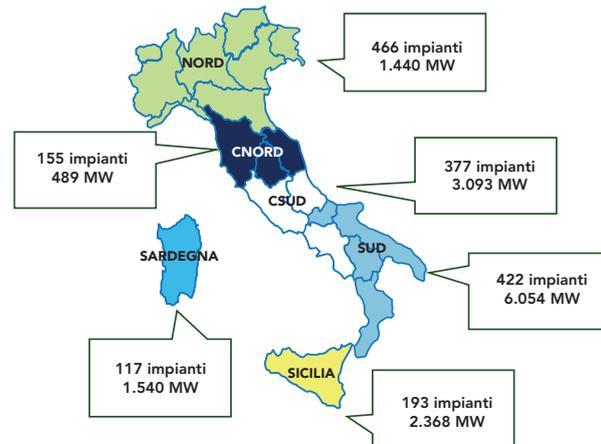
Fonte: PNIEC



L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: La consistenza del parco eolico e fotovoltaico attuale

- La forte crescita prevista per la potenza eolica e fotovoltaica installata al 2030, tuttavia, richiede che sia gestito anche il loro **posizionamento geografico**, per evitare il rischio di frequenti **congestione di rete**. Se continuasse il trend di installazioni attuale, che segue la **disponibilità della fonte** più che la vicinanza ai centri di consumo, la rete di trasmissione dovrebbe **trasportare quantità di energia sempre maggiori dalle regioni del Sud Italia verso quelle del Nord**, caratterizzate dal fabbisogno maggiore (ma da minore irraggiamento solare e quasi nulla disponibilità di siti idonei alle installazioni eoliche).

Numerosità e potenza installata degli impianti* eolici e fotovoltaici per zona di mercato:



(*) Valori riferiti ai soli impianti di potenza superiore ad 1 MW
Fonte: Rielaborazione su dati Terna

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Le principali implicazioni

- La gestione del sistema elettrico si basa su **5 «dimensioni chiave»**, sulle quali i fenomeni descritti possono avere un impatto non trascurabile.

ADEGUATEZZA

- **Sistema dotato di risorse** di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto **sufficienti a soddisfare la domanda attesa**, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.

SICUREZZA

- **Capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento** a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

RESILIENZA

- **Capacità del sistema di resistere a sollecitazioni** che hanno superato i limiti di tenuta e di **riportarsi nello stato di funzionamento normale**, eventualmente mediante interventi provvisori.

QUALITÀ

- **Capacità di garantire la continuità del servizio** (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, frequenza e tensione entro i range ammissibili) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ...).

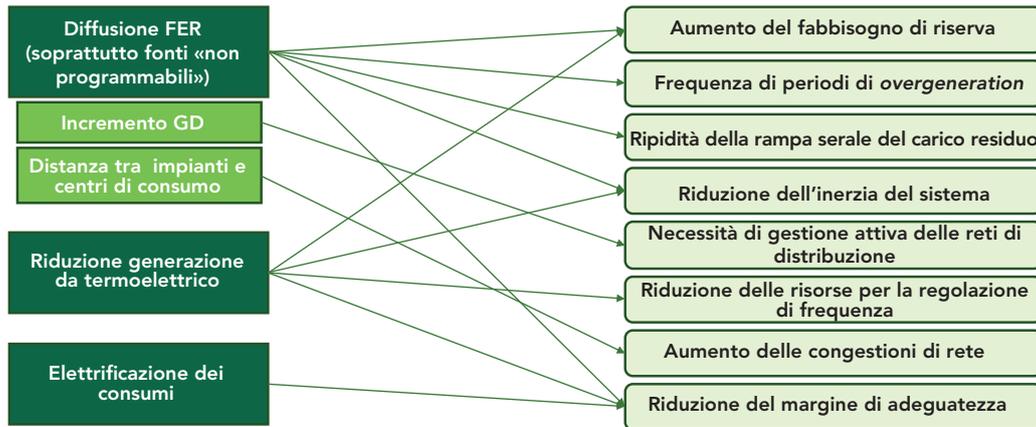
EFFICIENZA

- Capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al **minimo costo complessivo per il cittadino / utente**.

Fonte: Rielaborazione da Terna

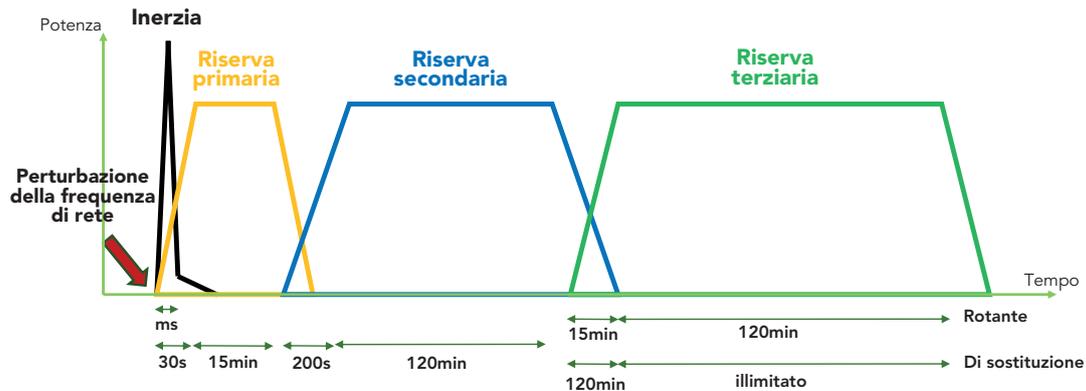
L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Le principali implicazioni

- I fattori citati hanno avuto **impatti significativi sulla gestione del sistema elettrico** negli ultimi anni, che saranno ulteriormente **amplificati a seguito dell'evoluzione attesa del sistema elettrico**.



L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Le principali implicazioni

- Ad oggi la **regolazione della frequenza** è effettuata esclusivamente tramite **unità programmabili con potenza maggiore di 10 MVA***. Inoltre, la presenza di generatori rotanti garantisce l'**inerzia della rete** negli istanti immediatamente successivi ad una perturbazione. In questo scenario, il **decommissioning** degli impianti termoelettrici si traduce in una minore capacità del sistema di far fronte ad uno sbilanciamento.

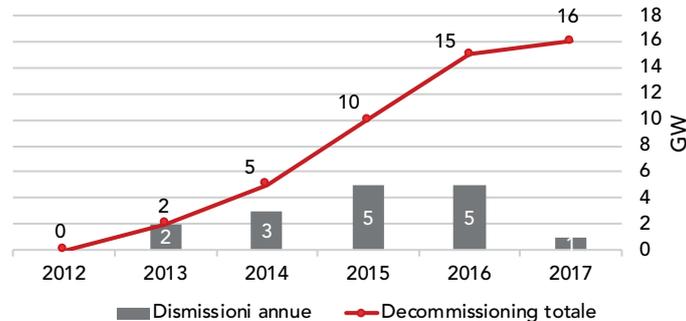


(*)Fatto salvo le iniziative sperimentali in atto
Fonte: Terna

L'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale: Le principali implicazioni

- Anche in assenza di eventi perturbativi sulla rete, è necessario costituire un adeguato **margin**e di **adeguatezza** in ogni istante. Una **cre**scente «**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.

Decommissioning termoelettrico annuo



- A questo si aggiunge l'effetto **dell'elettrificazione dei consumi** (con particolare riferimento alla diffusione degli **impianti di condizionamento estivo**) che introduce un ulteriore elemento di incertezza dato l'ormai forte **legame tra la temperatura ambiente e la domanda di energia elettrica**.

Indice capitolo

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

Gli attuali andamenti del MSD in Italia

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: Metodologia

- L'obiettivo della sezione è di **analizzare gli andamenti del Mercato dei Servizi di Dispacciamento**, in termini di:
 - **quantità scambiate;**
 - **prezzi accettati;**
 - **tipologie di impianti che partecipano al mercato.**
- Inoltre, al fine di inferire sul **ruolo che potranno giocare i «nuovi soggetti» che si affacciano a questo mercato** (Demand Response, V1G e V2G, etc.), i quali presentano spesso **caratteristiche peculiari** di disponibilità nelle diverse fasce orarie e nei diversi periodi dell'anno, è opportuno indagare gli **andamenti dei prezzi e delle quantità su base oraria.**
- A tal fine, sono state analizzate le **Offerte Pubbliche sul MSD**, selezionando quelle accettate sia sul **MSD ex-ante** che sul **Mercato del Bilanciamento**, distinguendo per **zone di mercato*** e per **tipologia di impianto selezionato.**

(*) Per un corretto confronto tra i dati antecedenti al 1° gennaio 2019 e quelli successivi, e per una maggiore completezza delle analisi, la zona di mercato «Sud» viene considerata comprensiva dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano, e la zona «Sicilia» del polo di Priolo.

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni

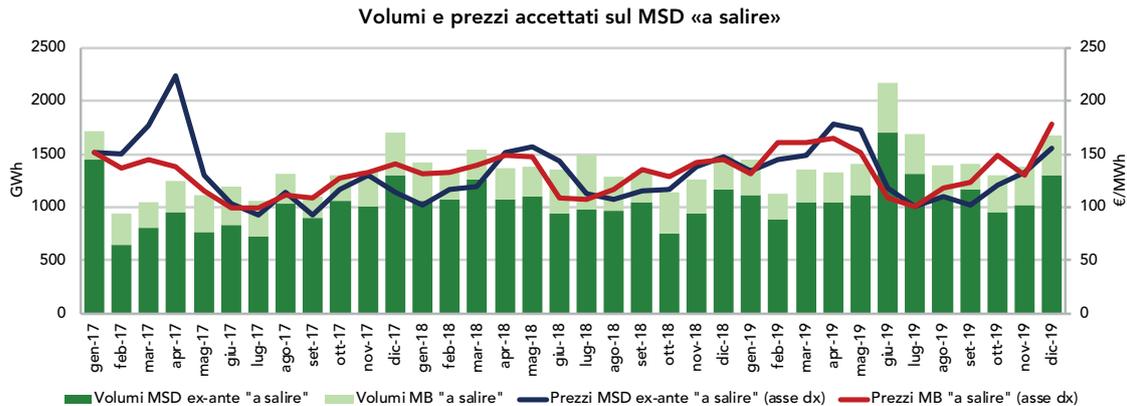
- L'evoluzione del sistema elettrico negli ultimi anni ha avuto un **impatto sull'approvvigionamento di servizi di dispacciamento da parte di Terna**, *in primis* in termini di **aumento dei volumi scambiati**.
- Per quanto riguarda i **volumi** (considerando le quantità «a salire» e «a scendere» sia nel MSD ex-ante che il Mercato del Bilanciamento) si assiste ad un trend di sostanziale crescita a partire dal 2012, che ha portato a movimentare circa 38 TWh nel 2019.
- Per quanto riguarda invece i **prezzi**, si osservano valori medi dell'ordine dei **140 €/MWh per le attivazioni «a salire» e dei 25 €/MWh «a scendere»**, valori che tuttavia richiedono un'analisi zonale data la notevoli disomogeneità che presentano.



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante ed MB «a salire»

- Osservando i dati medi mensili del MSD ex-ante e del MB «a salire»* relativi al triennio 2017-2019, emerge che i volumi scambiati sull'ex-ante rappresentano circa il 75% dei volumi totali.
- Viceversa, i prezzi medi registrati sul MB sono superiori rispetto a quelli del MSD ex-ante, in media, del 32% nel triennio 2017-2019.

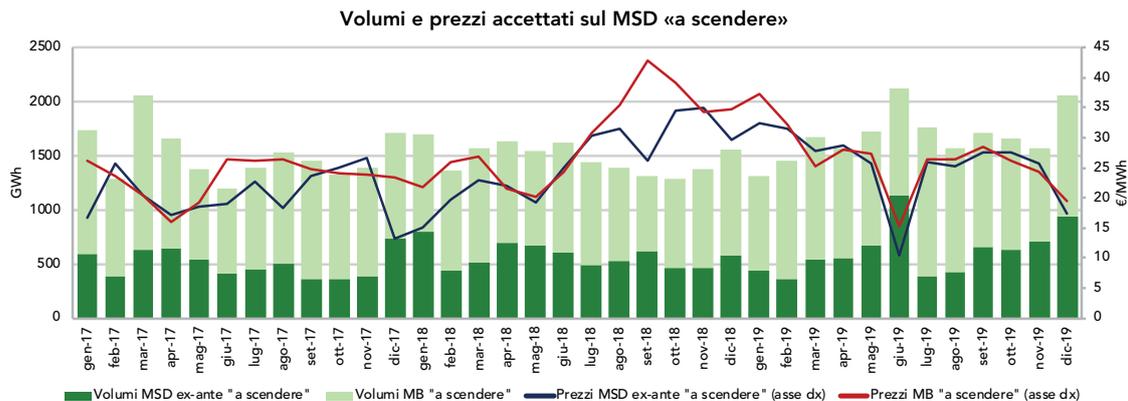


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

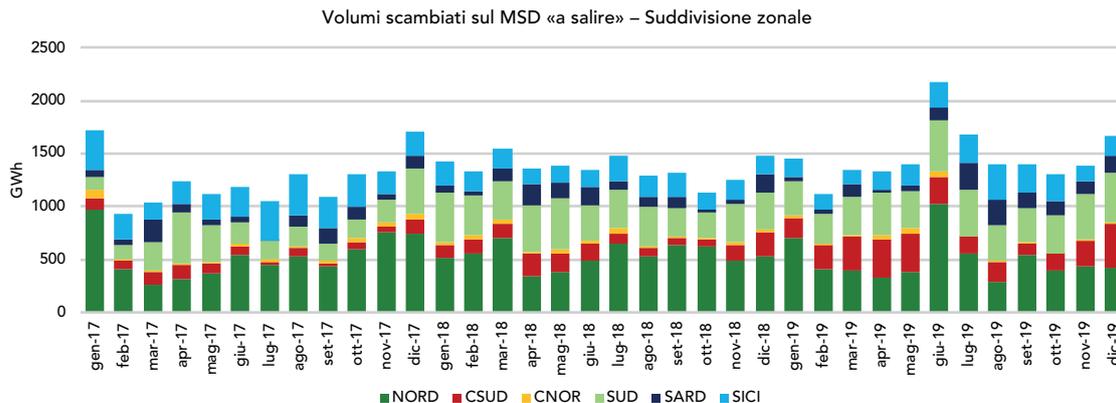
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante ed MB «a scendere»

- Al contrario, i volumi scambiati sul **MB** rappresentano la quota maggioritaria (**65%**) dei volumi totali «a scendere».
- I **prezzi registrati**, inoltre, mostrano una sostanziale **convergenza a partire da marzo 2019**.



Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante e MB «a salire»

- La **suddivisione** delle **quantità scambiate «a salire»** in MSD (sia nel MSD ex-ante che nel MB*) **per zona** di mercato mostra (con particolare riferimento al 2019) che la **zona caratterizzata dai maggiori volumi scambiati** sia la **zona «Nord» (33,5%)**, seguita delle zone **«Sud» e «Centro Sud»** (rispettivamente **25,5% e 17%**).

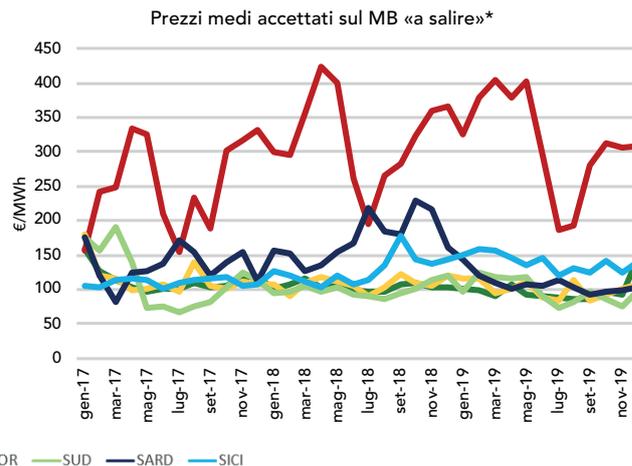
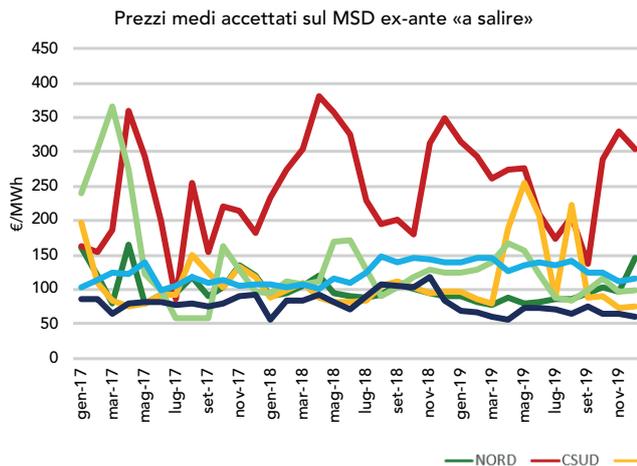


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante e MB «a salire»

- La zona «**Centro Sud**» è quella che presenta i **prezzi «a salire» mediamente più alti**, sia su **MSD ex-ante che MB**, con **picchi di oltre 350 €/MWh**, mentre si registrano **valori inferiori in Sardegna** (MSD ex-ante) e **Sud** (MB).
- Ad esclusione degli esiti della zona «**Centro Sud**», inoltre, la **maggior parte dei dati storici sui prezzi medi ricade nella fascia di prezzo 100-150 €/MWh**.

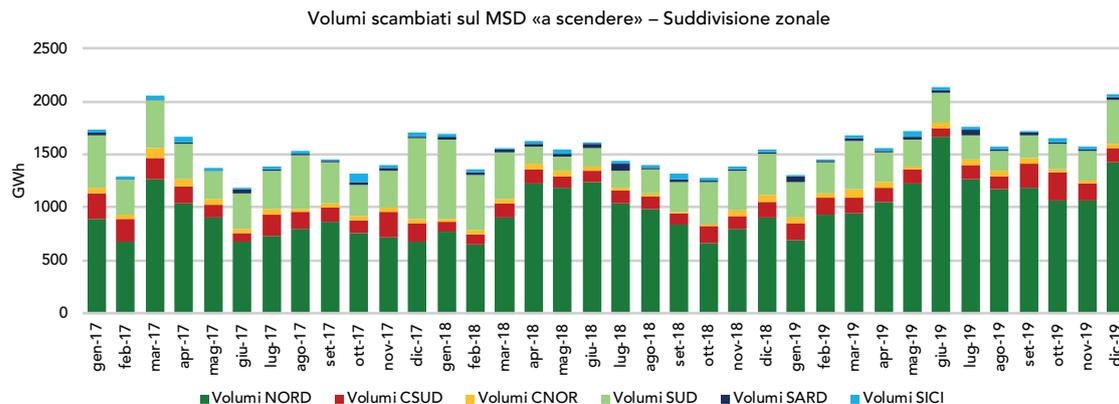


Fonte: Rielaborazione da dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto.

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante e MB «a scendere»

- Le **quantità accettate a «scendere»** risultano ancora **più polarizzate nella zona di mercato «Nord»**, nella quale è stato scambiato circa **il 68% dei volumi di MSD ex-ante e MB nel corso del 2019**. Seconda per quantità è la **zona Sud** (nella quale è stato incluso il polo di produzione limitata di Rossano) con il **17% del totale**.

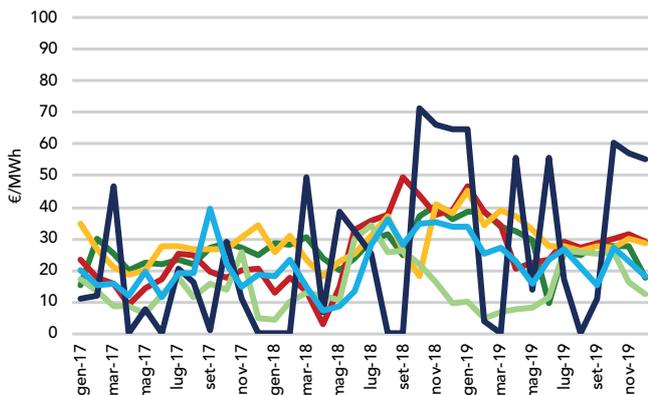


Fonte: rielaborazione su dati GME

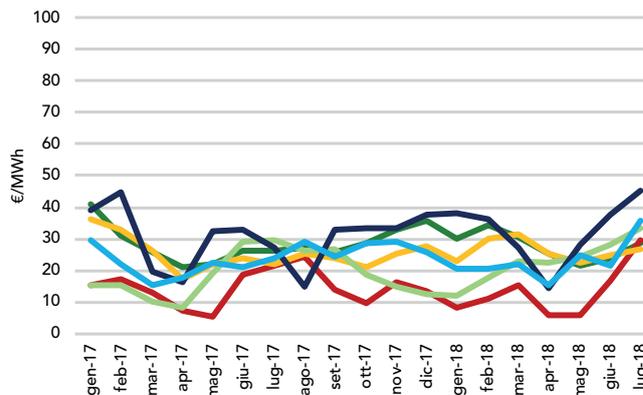
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante e MB «a scendere»

- I prezzi medi mensili registrati sul MSD «a scendere» mostrano valori decisamente inferiori a quelli relativi alle offerte accettate «a salire», mediamente **compresi nella fascia 20-30 €/MWh nel corso del 2019**.
- Fa eccezione la **Sardegna**, che sul **MSD ex-ante alterna periodi di assenza di quantità accettate a picchi di prezzo al di sopra 50 €/MWh**.

Prezzi medi* accettati sul MSD ex-ante «a scendere»



Prezzi medi accettati sul MB «a scendere»



Fonte: Rielaborazione da dati GME

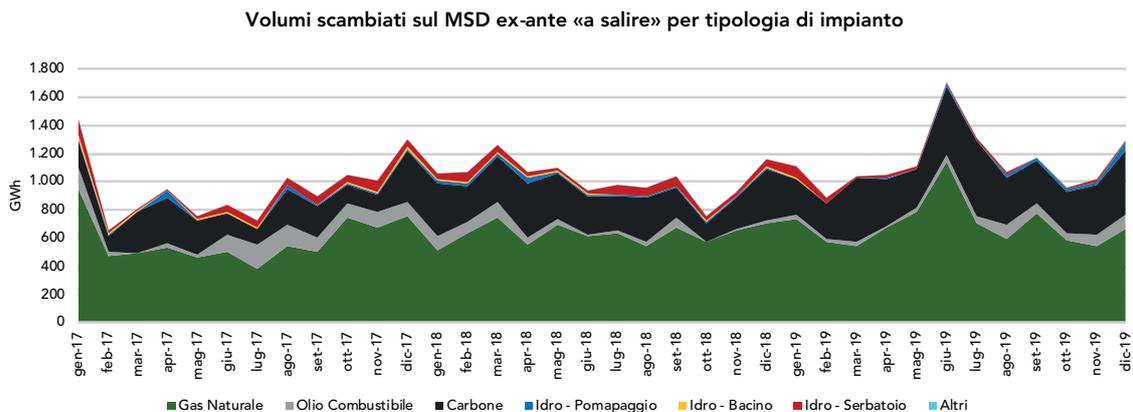
(*) I valori nulli indicano l'assenza di quantità scambiate.

— NORD — CSUD — CNOR — SUD — SARD — SICI



Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a salire»

- Analizzando le **tipologie di impianto** associate alle **quantità «a salire»** scambiate sul **MSD ex-ante** tra il 2017 e il 2019, emerge che **la quota maggiore è relativa agli impianti a gas naturale (61% del totale)**, seguiti da quelli a **carbone (27%)** e ad **olio combustibile (6%)**.

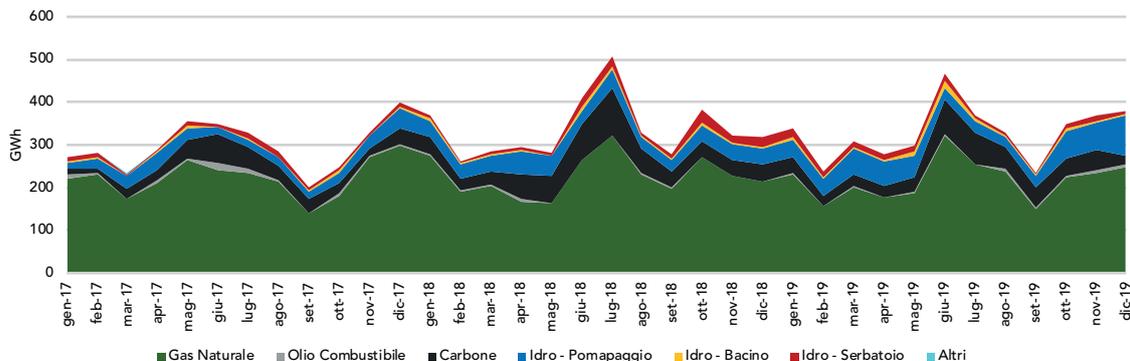


Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a salire»

- Anche riguardo le quantità scambiate sul MB emerge che la quota maggiore è relativa agli **impianti a gas naturale** (69% del campione) seguiti dagli impianti a **carbone** (13%). Sul Mercato del Bilanciamento, inoltre, gli impianti **idroelettrici a pompaggio** hanno coperto una quota pari all'11% dei volumi scambiati nel triennio considerato.

Volumi scambiati sul MB «a salire»* per tipologia di impianto

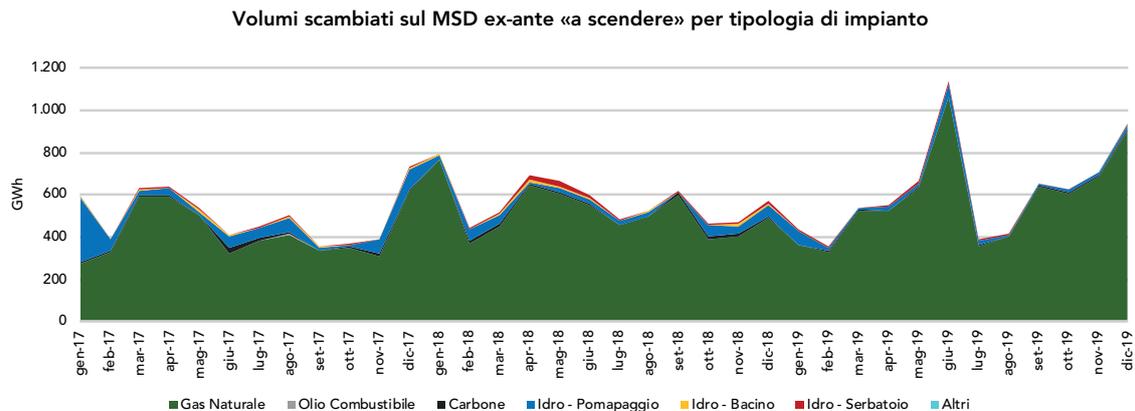


Fonte: Rielaborazione da dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a scendere»

- Analizzando gli esiti relativi al MSD ex-ante si nota come anche in questo caso la quota maggiore delle quantità accettate «a scendere» sia relativa agli **impianti a gas naturale** (90% del totale), seguiti dagli impianti **idroelettrici a pompaggio** (7%).

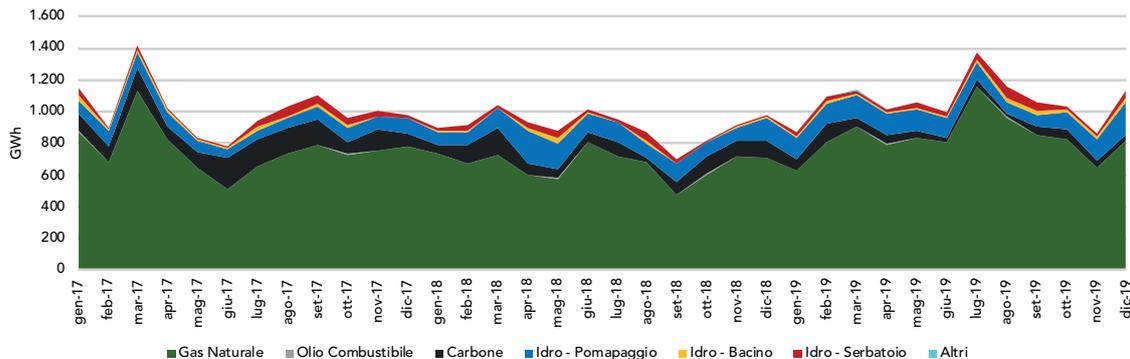


Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a scendere»

- Distinguendo per tipologia di impianto tra le offerte accettate sul MB «a scendere», viene confermato il ruolo centrale degli impianti a gas naturale nella fornitura di servizi di rete, rappresentando il **76% dei volumi scambiati**, seguiti dai **pompaggi idroelettrici** (11%) e dagli **impianti a carbone** (9%). Soffermandosi sul 2019, tuttavia, si nota come si riduca al 5% la quota di questi ultimi, con un contestuale incremento della percentuale coperta da **impianti idroelettrici (16% in totale, 12% relativo ad idroelettrici a pompaggio)**.

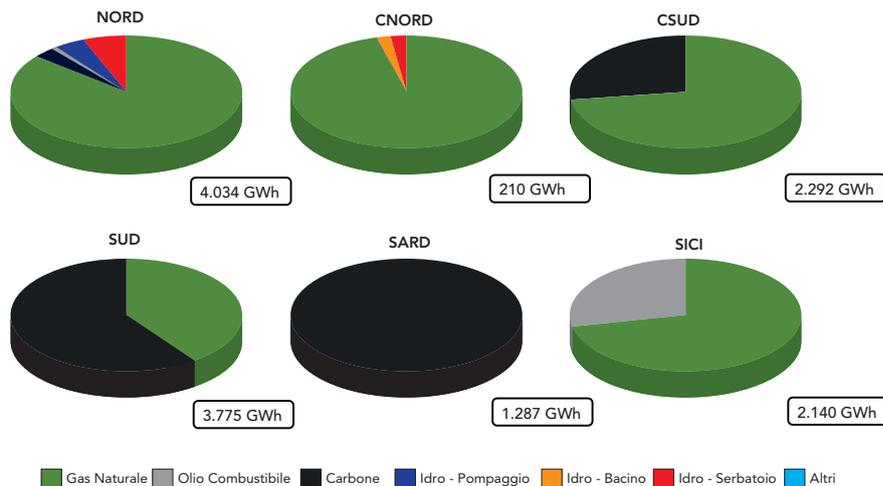
Volumi scambiati sul MB «a scendere» per tipologia di impianto



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a salire» 2019

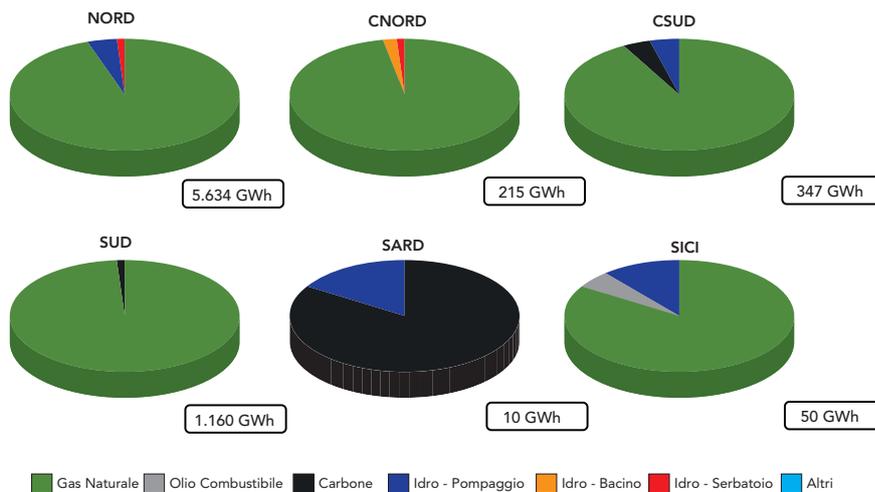
- I grafici mostrano la **ripartizione** (per zona di mercato) delle **quantità accettate «a salire»** sul MSD ex-ante in base alla **tipologia di impianti** selezionati.
- Si nota **una preponderanza delle centrali alimentate a gas naturale**, con un **contributo rilevante degli impianti a carbone** nelle zone **Sud, Centro-Sud e Sardegna**, nonché di quelle ad **olio combustibile** in **Sicilia**.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a scendere» 2019

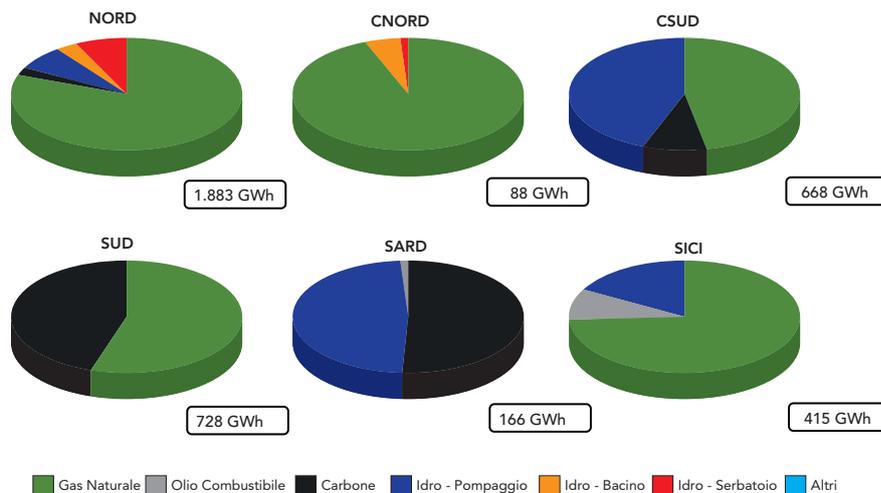
- Le principali differenze nelle **quantità accettate «a scendere»** sul MSD ex-ante rispetto alla fornitura di servizi «a salire» riguardano la **minore quota di centrali a carbone** e la **maggiore partecipazione degli impianti idroelettrici a pompaggio**.



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a salire» 2019

- I grafici mostrano la **ripartizione** (per zona di mercato) delle **quantità accettate «a salire»*** sul MB in base alla **tipologia di impianti** selezionati.
- Si nota una preponderanza delle **centrali alimentate a gas naturale**, con un **contributo rilevante degli impianti a carbone nelle zone Sud e Sardegna**, in cui supera il 50%.

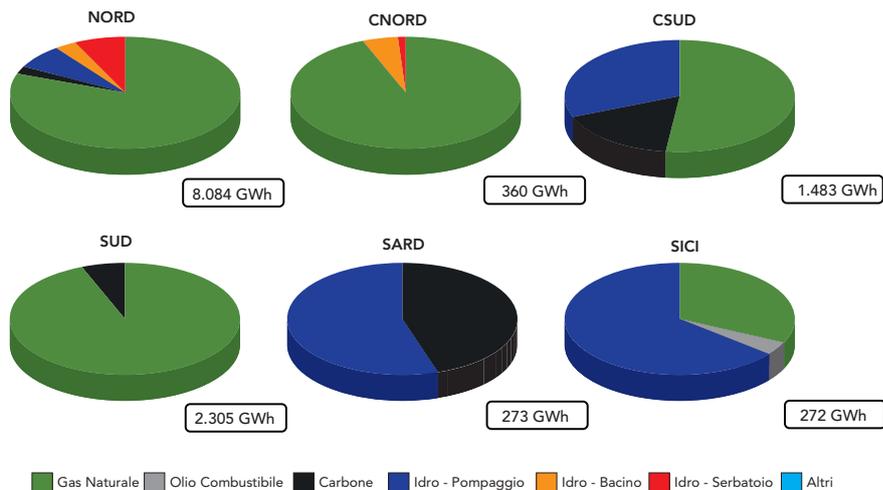


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a scendere» 2019

- Per quanto riguarda le **quantità accettate «a scendere»** sul MB, risulta evidente il **ruolo degli impianti a pompaggio nelle zone Centro-Sud, Sardegna e Sicilia**, mentre al **Nord, Centro-Nord e Sud** resta prevalente il **gas naturale**.



Fonte: Rielaborazione da dati GME

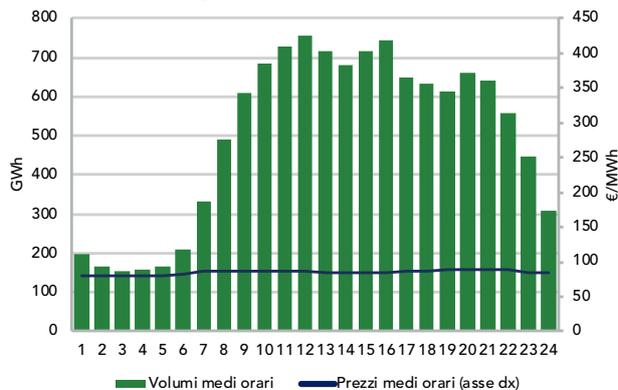
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni

- Nelle slide successive vengono mostrati prezzi e quantità in esito al MSD e MB «a salire» per le zone **Nord, Centro-Sud e Sicilia**.
- L'analisi si focalizza su queste aree, ritenute le più «significative» in termini di volumi scambiati e/o prezzi medi.
- I valori riportati rappresentano la media oraria calcolata nei **mesi estivi (aprile-settembre) ed invernali (ottobre-marzo)** del 2019.

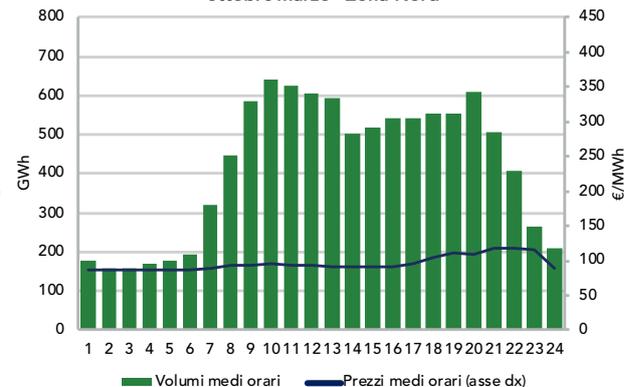
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a salire» - Zona Nord

- La zona Nord, caratterizzata dai **volumi maggiori**, presenta una **concentrazione delle quantità accettate «a salire»** nelle ore diurne e serali, sia nei mesi estivi che in quelli invernali.
- I prezzi medi registrati nei mesi estivi risultano pari a circa **80 €/MWh** nelle ore notturne per poi crescere fino a **90 €/MWh** nelle ore serali. Nei mesi invernali l'effetto risulta più pronunciato: la media nelle ore notturne è pari a circa **85 €/MWh** mentre in quelle serali cresce fino a **115 €/MWh**.

Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire» –
aprile-settembre - Zona Nord



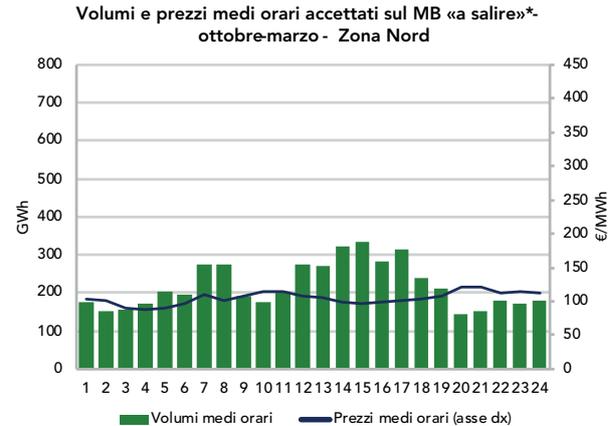
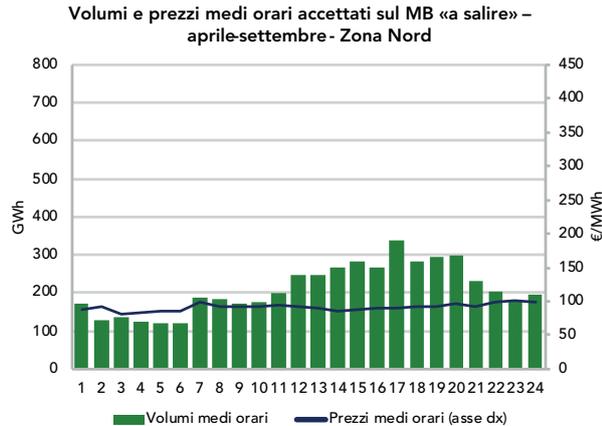
Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire»
ottobre-marzo - Zona Nord



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a salire» - Zona Nord

- Nel Mercato del Bilanciamento si nota un andamento meno uniforme, soprattutto nei mesi invernali. Le **quantità medie risultano più che dimezzate** rispetto alla fase di programmazione, mentre i prezzi sono leggermente più elevati nei mesi estivi (la media varia tra **85 €/MWh** a circa **100 €/MWh**) mentre nei mesi invernali si osservano valori leggermente inferiori rispetto a quelli registrati in MSD ex-ante.



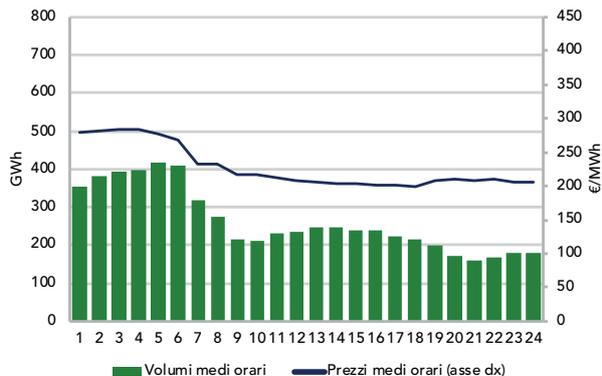
Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

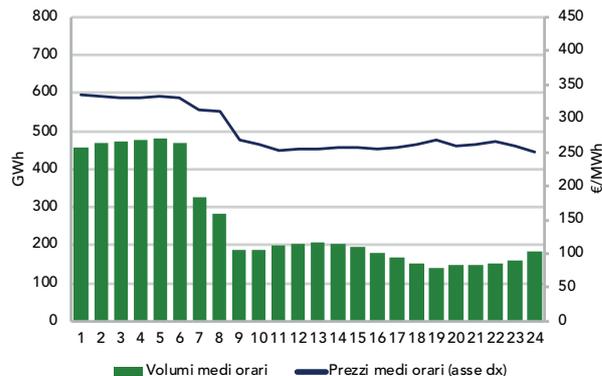
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD «a salire» - Zona Centro-Sud

- Le quantità accettate in MSD ex-ante nella zona Centro-Sud sono concentrate nelle ore notturne, sia nei mesi estivi che in quelli invernali. L'andamento dei volumi scambiati durante le ore centrali della giornata, inoltre, presenta una forma simile alla curva di produzione del fotovoltaico.
- I prezzi medi nelle ore notturne risultano pari a circa **280 €/MWh** nei mesi estivi e **330 €/MWh** in quelli invernali, per poi decrescere nel corso della giornata.

Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire» –
aprile-settembre - Zona Centro-Sud



Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire» –
ottobre-marzo - Zona Centro-Sud

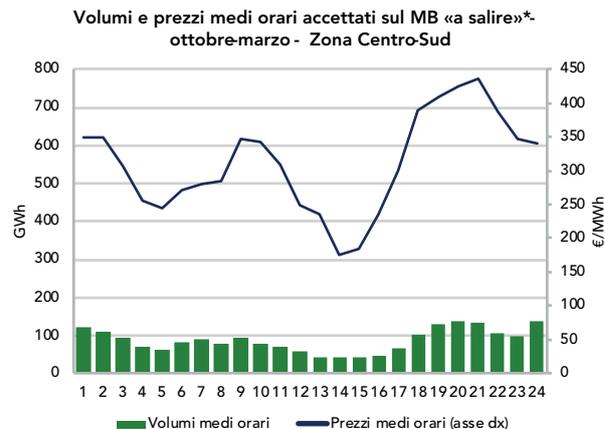
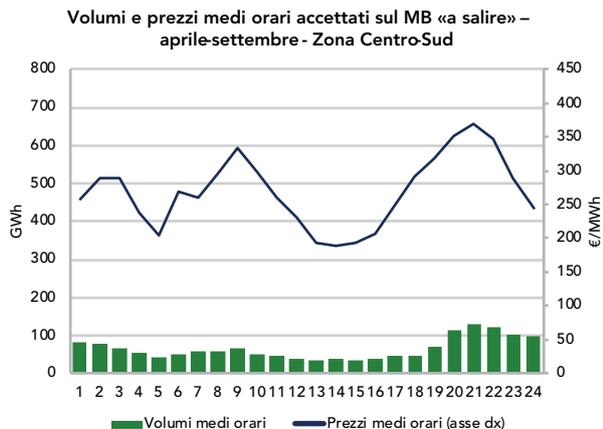


Fonte: Rielaborazione da dati GME



Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MB «a salire» - Zona Centro-Sud

- Il Mercato del Bilanciamento nella zona Centro-Sud, in cui vengono scambiate quantità decisamente inferiori rispetto a quelle movimentate sull'ex-ante, presenta **quantità accettate maggiori durante le ore serali e notturne** e un calo durante le ore diurne. I prezzi, notevolmente superiori a quelli registrati nelle altre zone di mercato, raggiungono **valori medi superiori ai 350 €/MWh nelle ore serali**, ma presentano valori elevati anche nelle ore centrali della giornata.



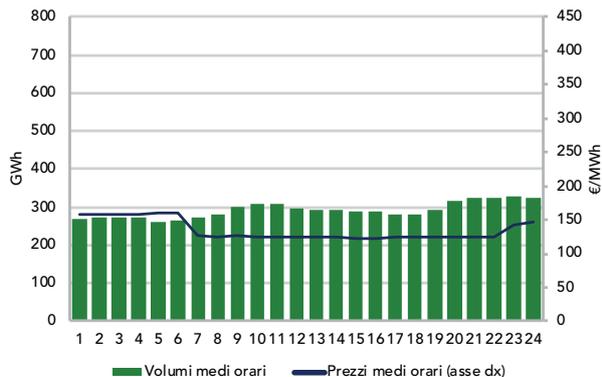
Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

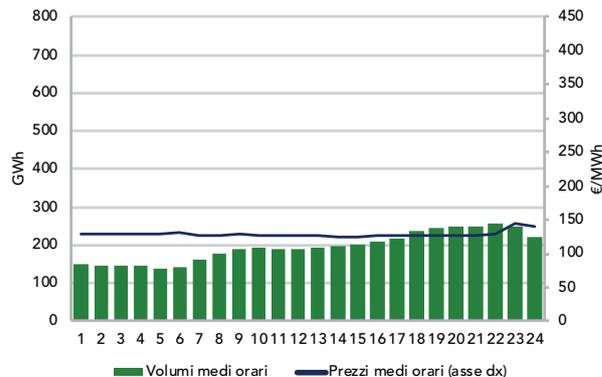
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a salire» - Zona Sicilia

- La zona di mercato «Sicilia» presenta andamenti delle quantità orarie accettate più omogenei nel corso della giornata, in media comprese tra **270 GWh e 330 GWh nei mesi estivi** e tra **150 GWh e 260 GWh nei mesi invernali**.
- Il prezzo medio risulta pressoché costante nei mesi invernali (nell'intorno dei **130 €/MWh**) mentre nel periodo estivo si registrano medie prossime ai **160 €/MWh nelle ore notturne** e **125 €/MWh in quelle diurne**.

Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire» -
aprile-settembre - Zona Centro-Sud



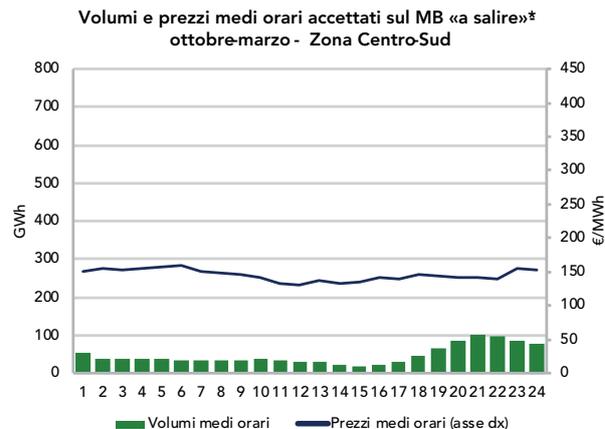
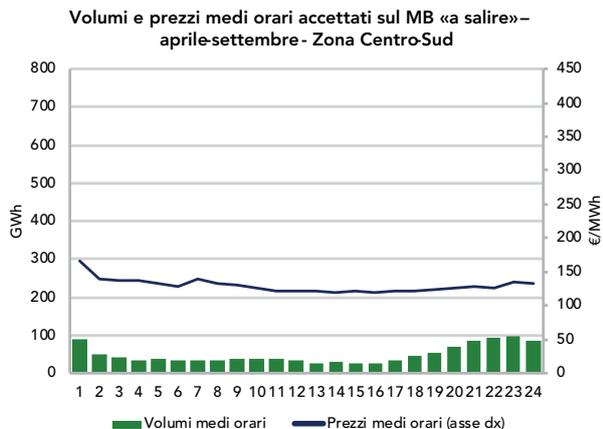
Volumi e prezzi medi orari accettati sul MSD «a salire» -
ottobre-marzo - Zona Centro-Sud



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: MSD ex-ante «a salire» - Zona Sicilia

- Sul Mercato del Bilanciamento si nota un incremento delle quantità scambiate nelle ore serali, che raggiungono circa 100 GWh sia nei mesi estivi che in quelli invernali, a fronte dei 30-40 GWh scambiati durante le ore centrali della giornata.
- I prezzi medi risultano superiori nei mesi invernali, con valori che variano tra **135 €/MWh e 155 €/MWh**, mentre durante le ore centrali della giornata nei mesi estivi si assestano nell'intorno dei **120 €/MWh**.



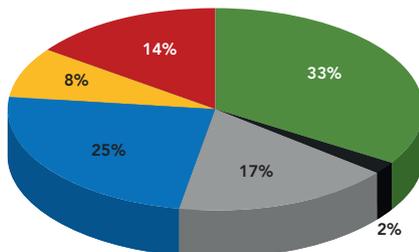
Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

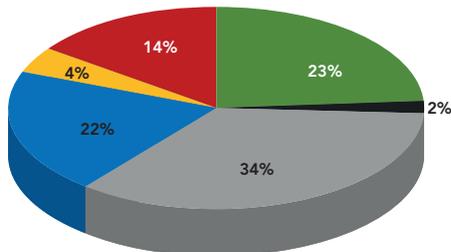
Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: Conclusioni

- Le quantità scambiate sul MSD all'interno delle 24 ore del «giorno-tipo» sono fortemente variabili a seconda della zona di mercato, mentre riguardo ai prezzi si osserva una minore disomogeneità. Come precedentemente osservato, fa eccezione la zona Centro-Sud, che presenta prezzi decisamente superiori alla media (con riferimento alla fornitura di servizi «a salire»).
- Osservando il controvalore dei servizi «a salire», infatti, si nota come quello relativo alla zona Centro Sud rappresenti il 34% del totale contro il 17% delle quantità scambiate.

Distribuzione zonale delle quantità «a salire» scambiate su MSD e su MB nel 2019



Distribuzione zonale del controvalore di MSD e su MB «a salire» nel 2019



■ NORD ■ CNOR ■ CSUD ■ SUD ■ SARD ■ SICI

Gli andamenti del MSD in Italia negli ultimi anni: Conclusioni

- Com'è noto, gli obiettivi nazionali prevedono un completo **phase-out degli impianti a carbone entro il 2025**. La quota attuale di fornitura di servizi ancillari di questo tipo di centrali non risulta irrilevante, come precedente mostrato, e tale fornitura dovrà essere in futuro «coperta» con la partecipazione di altri soggetti.
- **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 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, al contrario, 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.

(*) È altresì da sottolineare che nella selezione delle offerte su MSD sono presenti logiche nodali.

Indice capitolo

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

Gli attuali andamenti del MSD in Italia

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

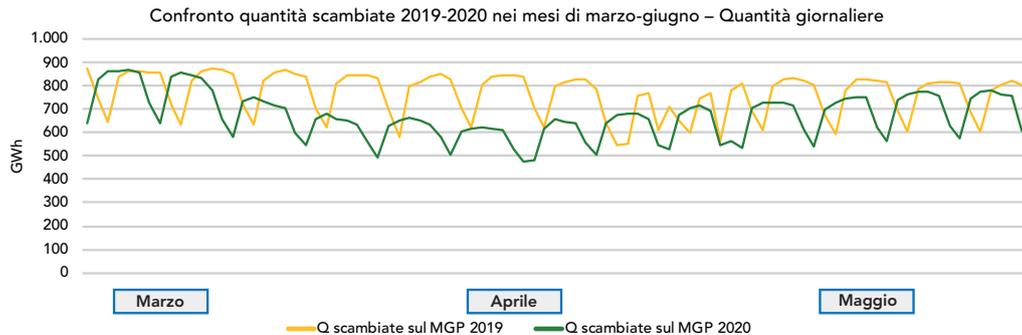
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico

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.
- La presente sezione si pone l'obiettivo di **analizzare quali effetti si siano osservati sul sistema elettrico nazionale**. In particolare, viene in primo luogo analizzato l'andamento della **domanda di energia** nei mesi interessati dall'emergenza sanitaria, per poi concentrarsi sulle differenze nel **mix di generazione** nazionale dell'energia elettrica rispetto a quanto osservato nello stesso periodo del 2019.
- Inoltre vengono analizzati gli **andamenti osservati sul MSD e sul MB**, sia in termini di **quantità scambiate** che di **prezzo medio**, al fine di osservare quali fenomeni si sono verificati in seguito alla riduzione del fabbisogno di energia elettrica nazionale rispetto ai suoi andamenti storici.

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

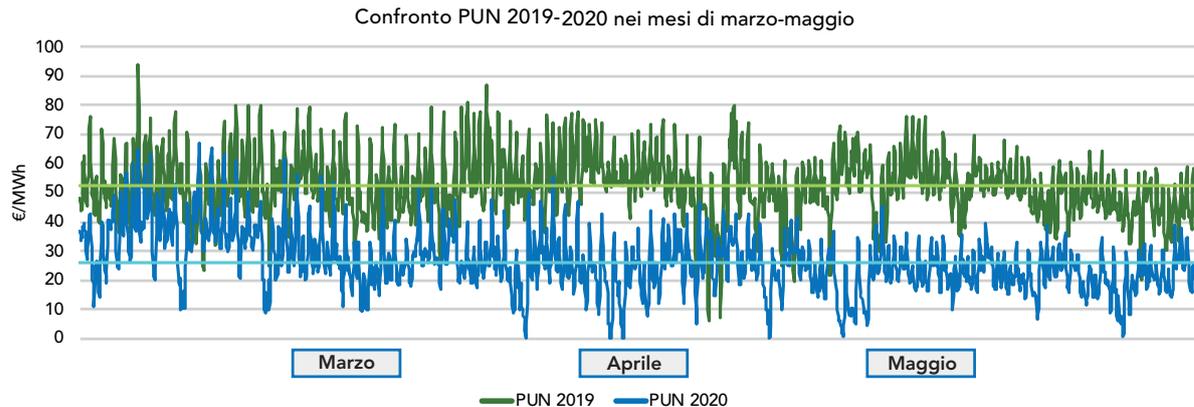
- I dati relativi al MGP mostrano un generale calo della domanda di energia elettrica a partire dalla seconda settimana di marzo 2020. Nel **2019** il totale delle quantità scambiate sul MGP nel periodo marzo-maggio è stato pari a circa **70,5 TWh**, mentre nello stesso periodo del **2020** sono stati «scambiati» su MGP circa **62 TWh**, con una **riduzione del 12%**.



Fonte: Rielaborazione da dati GME

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

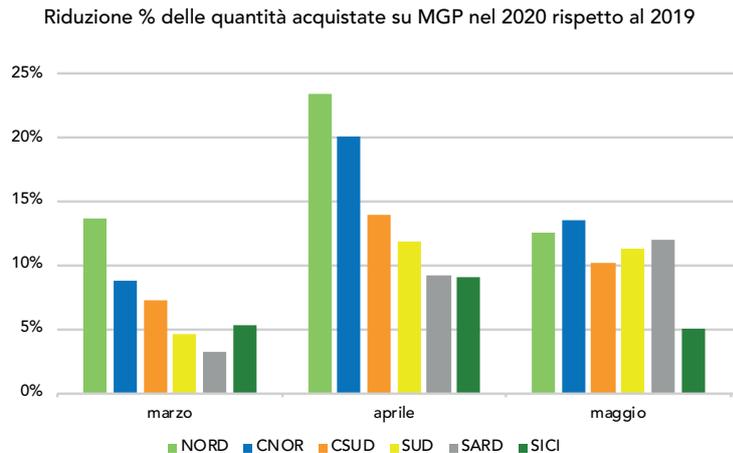
- Osservando i **prezzi** a cui sono state scambiate le quantità sul MGP, emerge una **riduzione del PUN medio di quasi il 50%** nel periodo analizzato (da marzo a giugno). È passato infatti da **52,3 €/MWh del 2019** a **26,4 del 2020**.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

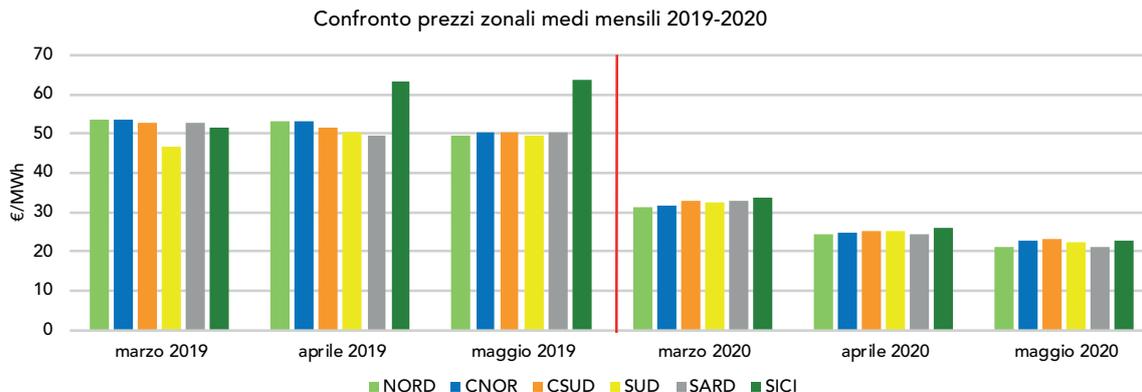
- Nel grafico si riporta la **riduzione percentuale delle quantità acquistate su MGP** nei mesi di marzo, aprile e maggio per ognuna della sei zone di mercato. La riduzione percentuale è calcolata confrontando il 2020 rispetto al 2019.
- Si può osservare come ad **aprile** si sia assistito **mediamente ad un gap maggiore** rispetto agli altri mesi analizzati (-14,5%).



Fonte: Rielaborazione da dati GME

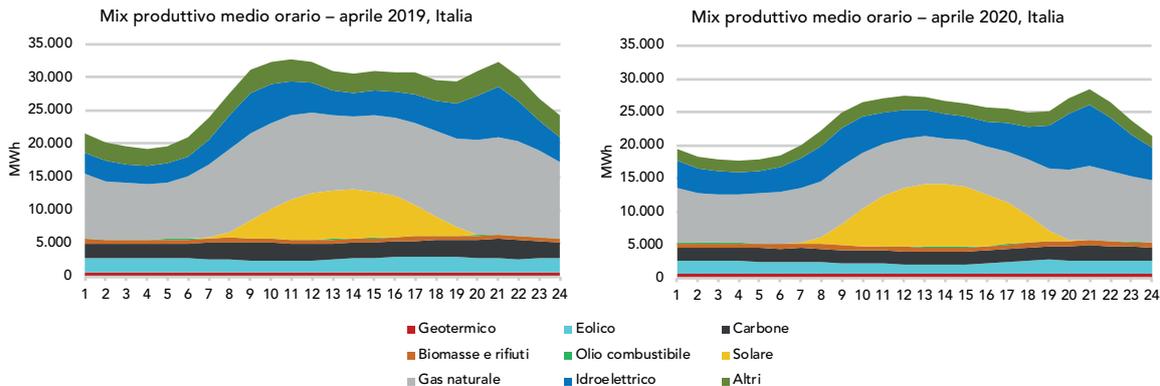
Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Il grafico mostra il confronto tra i **prezzi zionali medi mensili** dell'energia registrati nel trimestre marzo-maggio 2019 e lo stesso periodo del 2020. Il prezzo zonale rappresenta **il valore cui viene remunerata l'energia agli impianti di generazione** in esito al Mercato del Giorno Prima.
- Il prezzo medio zonale si attestava nell'intorno dei **50 €/MWh** nel periodo marzo-maggio 2019 (ad esclusione della Sicilia, nella quale ad aprile e maggio si superavano i 60 €/MWh) mentre negli stessi mesi del 2020 si osserva un drastico calo a valori di poco superiori a **30 €/MWh a marzo, e una ulteriore riduzione nei de mesi successivi:**



Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

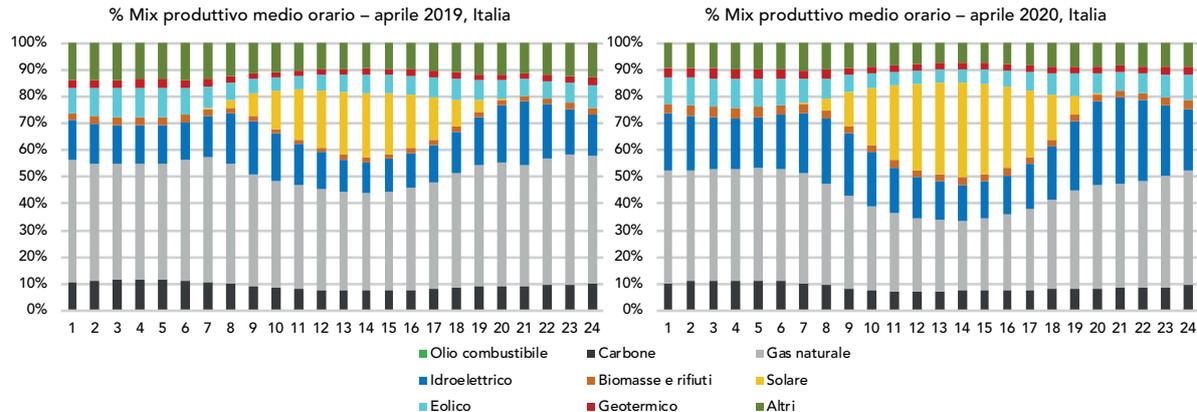
- Focalizzandosi sul mese di aprile si analizza il **mix produttivo orario del 2020** rispetto a quello del 2019, considerando il totale su scala nazionale.
- Oltre a confermarsi una riduzione della quantità totale di energia prodotta, si osserva **come il peso della fonte solare nel mix produttivo del 2020 sia stata maggiore rispetto all'anno precedente**. Al contrario, per le fonti fossili si denota una riduzione in valore assoluto dell'energia prodotta.



Fonte: rielaborazione su dati ENTSO-E

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

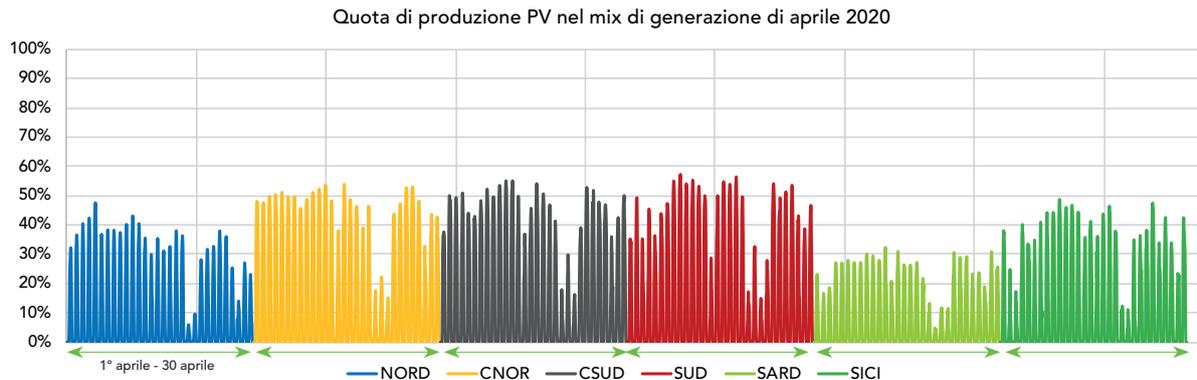
- Osservando il peso delle fonti in termini relativi rispetto al totale, si evidenzia come mediamente in un giorno di aprile il gas **naturale abbia contribuito per il 36% del mix produttivo nel 2020, contro il 43% del 2019**.
- Una tendenza opposta si è osservata nel **fotovoltaico**, che nel **2019 ad aprile contribuiva per il 9%**, mentre ad aprile 2020 ha rappresentato il **13% del totale della generazione nazionale**.



Fonte: rielaborazione su dati ENTSO-E

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Più nel dettaglio si analizza il contributo della generazione fotovoltaica sul totale della produzione per il mese di aprile 2020.
- Si osserva come nelle zone CNORD, CSUD e SUD si siano raggiunti in alcune ore picchi superiori al 50% di generazione da fotovoltaico, che chiaramente precipita a zero al tramonto con la conseguente necessità di bilanciamento della rete.

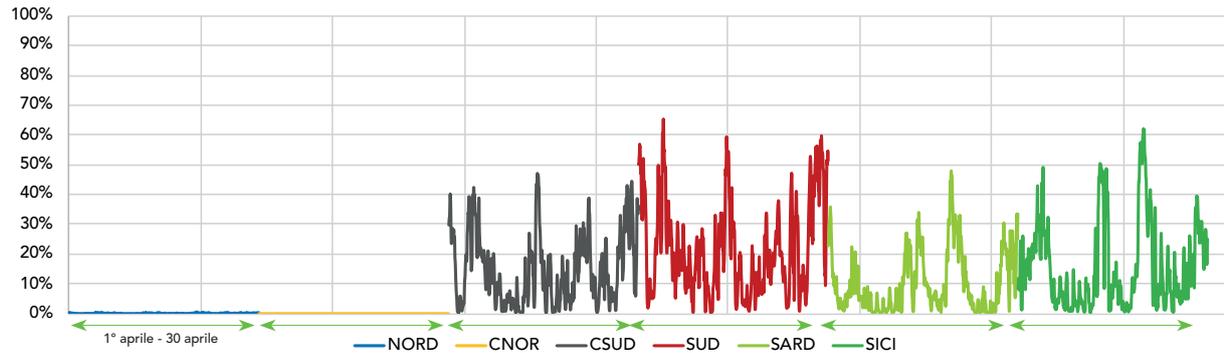


Fonte: rielaborazione su dati ENTSO-E

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Il grafico mostra il contributo della generazione eolica sul totale della produzione per il mese di aprile 2020.
- Si osserva come nelle zone NORD e CNORD il contributo di questa fonte, com'è noto, è pressoché nullo, mentre nelle altre zone può assumere in determinate ore un ruolo preponderante, con punte superiori al 50% soprattutto nella zona SUD.

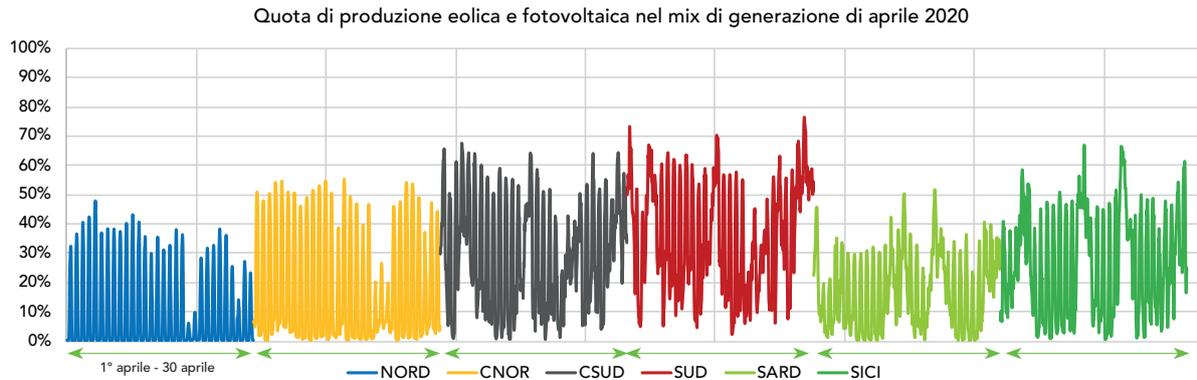
Quota di produzione eolica nel mix di generazione di aprile 2020



Fonte: rielaborazione su dati ENTSO-E

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

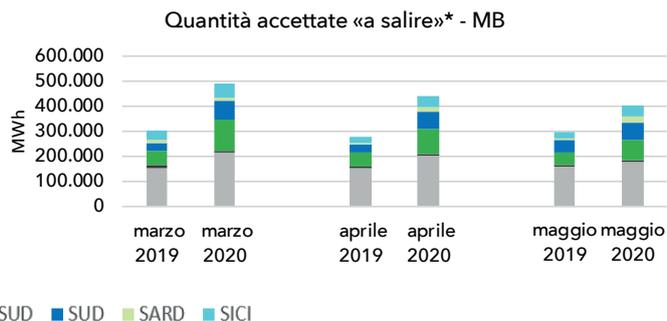
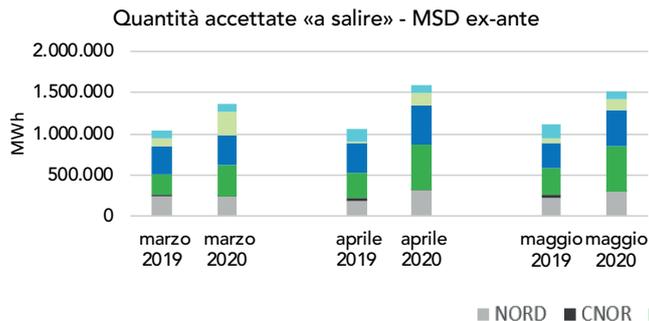
- Osservando la percentuale di produzione eolica e fotovoltaica, emerge che nelle zone CNORD, SUD e Sicilia il contributo dell'eolico porta la percentuale di copertura del mix da fonti non programmabili a valori superiori al 60% (con punte del 70% al Sud).



Fonte: rielaborazione su dati ENTSO-E

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Analizzando le **quantità accettate «a salire» sul MSD**, si nota come nel periodo marzo-maggio 2020 si sia verificato un **aumento dell'energia scambiata** sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento rispetto allo stesso periodo del 2019, sia sul MSD ex-ante che sul MB.

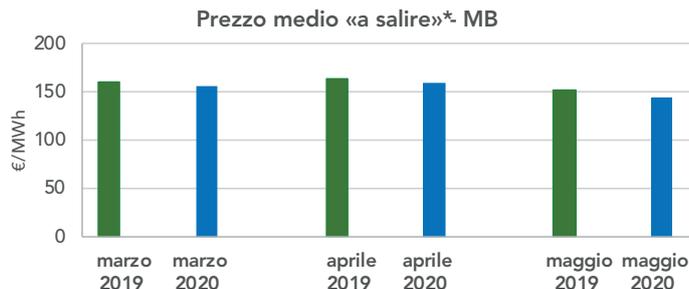
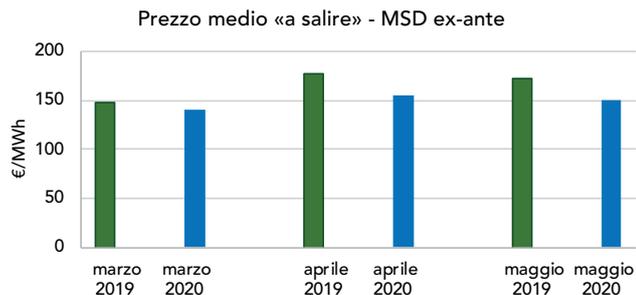


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Osservando i **prezzi «a salire» registrati sul MSD**, si nota come in **MSD ex-ante** si sia verificata **riduzione dei prezzi medi** nel periodo marzo-maggio 2020 rispetto al 2019. Anche nel Mercato del Bilanciamento si osserva un calo dei prezzi nella primavera 2020 rispetto a quelli registrati nel 2019, ma con differenze più lievi.

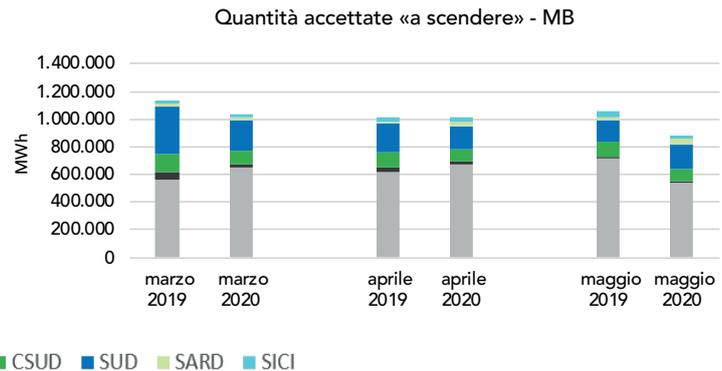
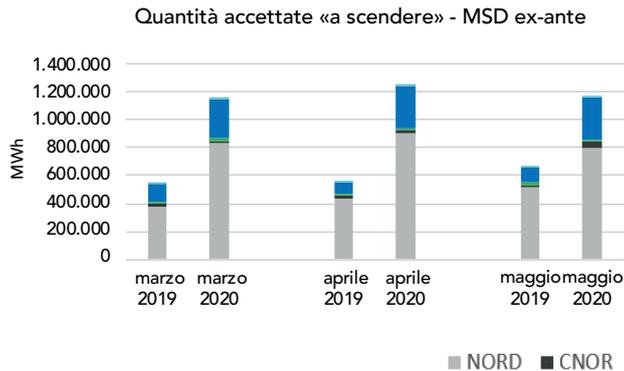


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

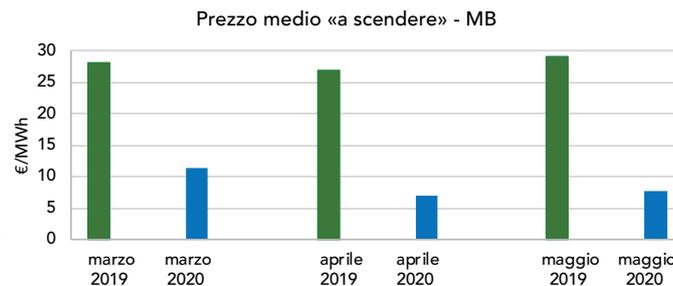
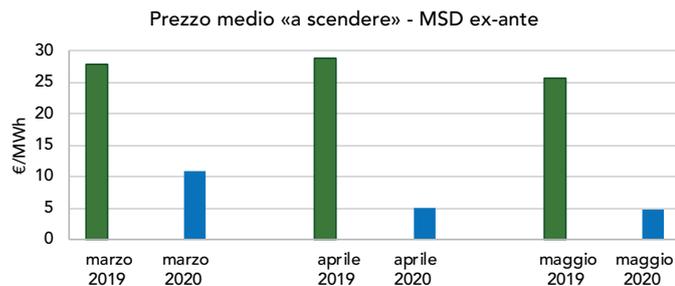
- Ancora più marcato risulta **l'incremento delle quantità scambiate «a scendere» sul MSD ex-ante** nel confronto tra marzo-maggio 2019 e gli stessi mesi del 2020, mentre non si è assistito ad una altrettanto pronunciata variazione delle quantità scambiate sul MB, che al contrario risultano in lieve calo nei mesi di marzo e maggio.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

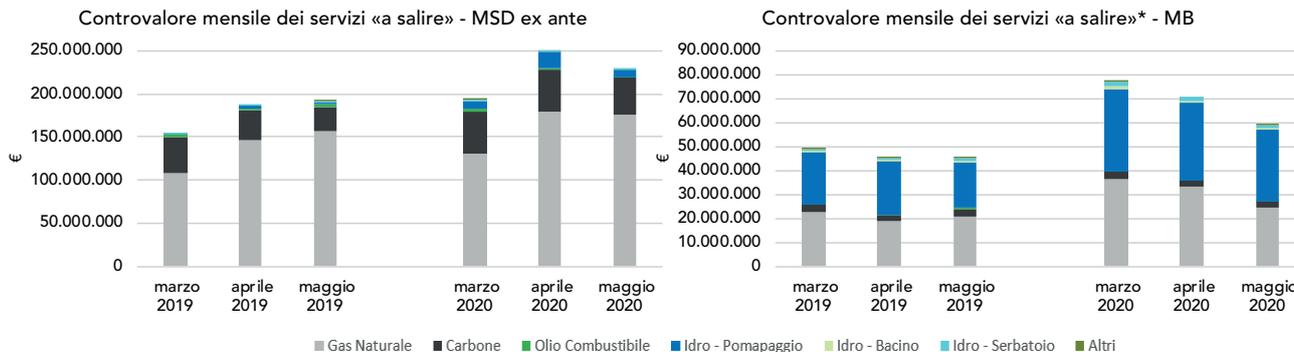
- I **prezzi «a scendere»** registrati nella primavera 2020 risultano **decisamente inferiori** a quanto osservato nello stesso periodo del 2019. In MSD ex-ante, così come anche in MB, la media mensile era compresa tra 25 e 30 €/MWh tra marzo e maggio 2019, mentre nel periodo interessato dal lockdown il prezzo medio è stato pari a 5-10 €/MWh. Questo dato va letto in correlazione all'andamento dei prezzi zonali mostrato in precedenza, che indicano il valore cui viene remunerata l'energia prodotta dagli impianti di generazione.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- Combinando le quantità scambiate con i relativi prezzi, si osserva che il controvalore dei servizi «a salire» nei tre mesi considerati è stato pari a circa **670 mln€** nel 2020, con un **incremento di 137 mln€ rispetto al 2019**. Per quanto riguarda MB «a salire» caratterizzato da prezzi mediamente superiori ma da quantità scambiate inferiori rispetto all'ex-ante, si rileva un controvalore totale pari a **207 mln€** rispetto ai circa **140 mln€ del 2019**.
- Analizzando la tipologia d'impianto, inoltre, si nota inoltre come gli **idroelettrici da pompaggio** sia la categoria che ha ottenuto il maggiore differenziale di remunerazione dalla fornitura di servizi «a salire» rispetto allo scorso anno.

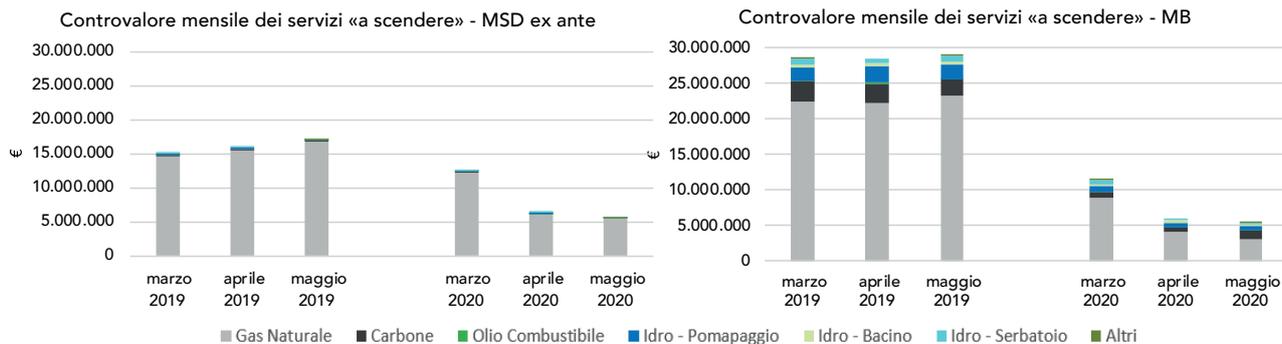


Fonte: rielaborazione su dati GME

(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

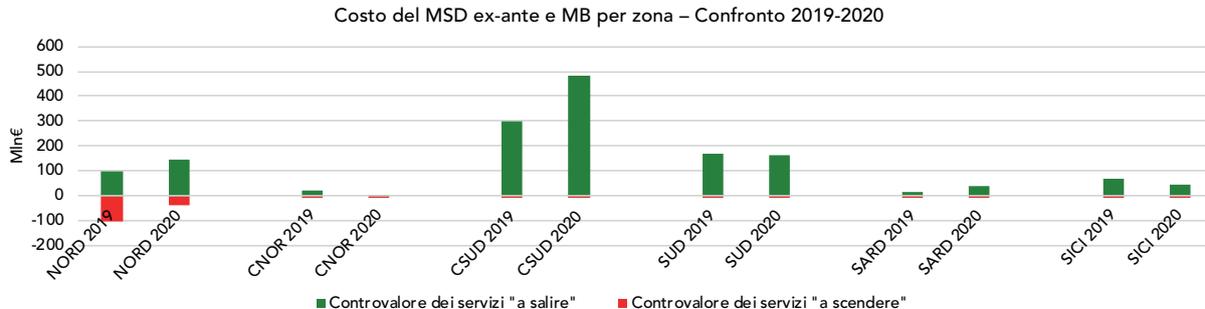
- Per quanto riguarda, infine, il **valore economico delle transazioni «a scendere»** sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, si osserva come la forte riduzione dei prezzi medi abbia prevalso sull'aumento delle quantità scambiate, traducendosi in un **calo del controvalore dei servizi**. Il valore totale registrato nel **MSD ex-ante** risulta pari a **24 mln€ nel 2020** (a fronte di circa 48 mln€ nel 2019) mentre nel **MB** si registrano transazioni per **23 mln€** contro gli oltre 85 mln€ del 2019.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- **Differenziando il confronto per zona di mercato**, si nota come le principali differenze osservate tra la primavera 2020 e quella del 2019 siano:
 - Un **aumento del controvalore dei servizi «a salire» nella zona Centro-Sud**; come sottolineato in più occasioni anche dall'ARERA, l'approvvigionamento di risorse in questa zona è caratterizzata dalla presenza di un mercato particolarmente concentrato.
 - La riduzione del controvalore di fornitura dei servizi «a scendere» nella zona Nord.
- Emergono, inoltre, differenze meno rilevanti in termini assoluti ma rilevanti in termini relativi, in particolare una riduzione del controvalore «a salire» nelle zone Centro-Nord e Sicilia, e un aumento nelle zone Sardegna e Rossano.
- 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**.



Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

- La riduzione dei consumi verificatasi per effetto dell'emergenza sanitaria ha comportato **un notevole incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili**, che in alcune ore hanno coperto **elevate percentuali della domanda, anticipando uno scenario atteso per gli anni a venire.**
- Tali circostanze, considerata la non programmabilità delle fonti rinnovabili e i bassi livelli di carico sulla rete, hanno fatto registrare un **significativo aumento delle quantità scambiate sul MSD**, a fronte di una **riduzione dei prezzi medi accettati su questi mercati**. Il combinato disposto dei due effetti ha comportato un **incremento del costo di gestione del sistema nel periodo marzo-maggio 2020 del 54% rispetto all'anno precedente.**
- Le criticità appaiono enfatizzate in alcune zone, ed in particolare nella **zona Centro-Sud** dove il costo di approvvigionamento dei servizi ancillari è stato responsabile di un aumento di **185 mln €** sui circa **300 mln €** di incremento su scala nazionale.
- Tuttavia, va sottolineato che (al netto della zona Centro-Sud) gli incrementi del controvalore MSD nel periodo considerato devono essere valutati anche considerando **la riduzione del controvalore MGP** che si è verificata nello stesso periodo, per effetto della **riduzione dei prezzi sul mercato dell'energia**. In scenari di evoluzione futuri, quindi, è presumibile pensare che un incremento delle FRNP potrà comportare da un lato un **incremento dei costi per la gestione del sistema in sicurezza e adeguatezza** mentre, dall'altro, potrà risultare in una **riduzione dei costi di acquisto dell'energia elettrica sul MGP**.
- Inoltre, va considerato che gli avvenimenti verificatisi durante l'emergenza sanitaria hanno un **carattere fortemente improvviso e inaspettato**. Viceversa, la crescita di impianti FRNP attesa per i prossimi anni, invece, sarà più graduale e soprattutto accompagnata da misure quali il **Capacity Market** o l'**apertura del MSD a nuove risorse** volte a ridisegnare sotto diversi aspetti il sistema elettrico.

Indice capitolo

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

Gli attuali andamenti del MSD in Italia

Gli effetti del lockdown sul sistema elettrico

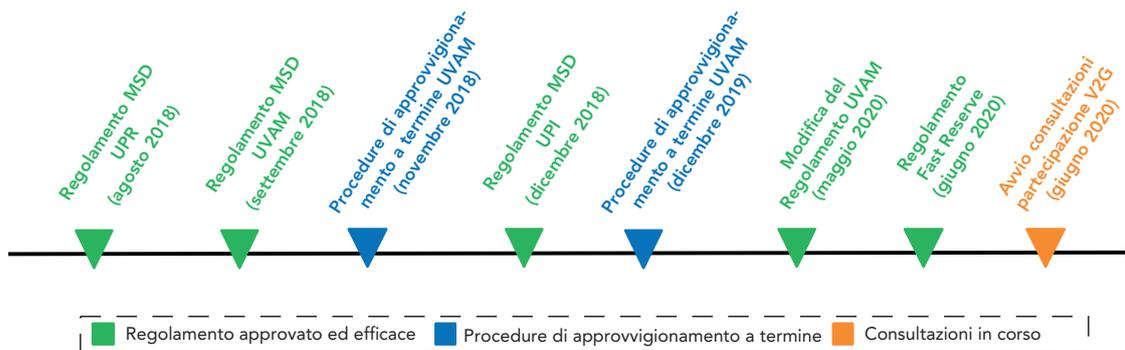
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico

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 cui si focalizza l'attenzione su:
 - **L'apertura del MSD**, abilitata dalla delibera 300/2017/r/eel e successivi provvedimenti;
 - **Il Capacity Market**, abilitato dalla delibera ARG/ELT/98/11 e successivi provvedimenti.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: L'apertura del MSD

- In seguito all'approvazione della **Delibera 300/2017** (e s.m.i.) sono stati avviati una serie di **Progetti Pilota**, con l'obiettivo di raccogliere risultati ed evidenze utili per la **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico**.



- Rimandando alla precedente edizione del rapporto per un'analisi estensiva dei provvedimenti ante-2020 (Cfr. Electricity Market Report 2019), nel seguito si focalizza l'attenzione sui provvedimenti emanati nel corso del 2020.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota UVAM

- Il **progetto pilota UVAM**, nel quale sono confluiti i **precedenti progetti UVAC e UVAP**, introduce la **possibilità di inserire in un unico aggregato sia unità di consumo (UC) che di produzione (UP)**. Viene prevista, inoltre, l'apertura ai **sistemi di accumulo e alle auto elettriche**.
- In particolare, **le unità che è possibile inserire in un aggregato** sono:
 1. **Unità di produzione non rilevanti;**
 2. **Unità di consumo;**
 3. **Impianti di accumulo**, sia in modalità «stand-alone» che abbinati ad unità di consumo o produzione;
 4. **Unità di produzione rilevanti** non già obbligatoriamente abilitate al MSD e che **condividono il punto di connessione alla rete con altre unità** (che possono essere di **consumo, di produzione non rilevanti o accumuli**) purché il valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete **non superi 10 MVA***.
- Le UVAM possono essere **abilitate per uno o più dei seguenti servizi**, e per ognuno di essi può essere richiesta l'abilitazione nella modalità **«a salire» e/o a «scendere»**.
 - **Risoluzione delle congestioni;**
 - **Riserva terziaria rotante;**
 - **Riserva terziaria di sostituzione;**
 - **Bilanciamento.**

(*) Unità con potenza superiore a 10 MVA, se non già obbligatoriamente abilitate, possono partecipare al progetto pilota secondo le regole previste per le UVAM di tipo B.

Box1: La partecipazione al MSD delle «piccole risorse» in forma aggregata

- Nella **revisione del Regolamento UVAM** approvata con la Delibera ARERA 153/20 del 5 maggio 2020 è stato rilassato il vincolo che impediva la partecipazione a punti per i quali non fosse ancora attivo il trattamento dei **dati di misura su base oraria ai fini del settlement**, che erano invece esclusi dalla partecipazione secondo la precedente versione del regolamento.
- Nella nuova versione viene data **possibilità di aggregare in UVAM** anche i **punti** - con **potenza disponibile in immissione e/o prelievo non superiore a 55 kW** - **dotati di contatore elettronico 1G (o di contatore elettronico 2G non ancora attivato per il trattamento della misura su base oraria)** per i quali il distributore risulta in grado di rilevare il dato di misura orario e trasmetterlo a Terna.
- Dalle analisi precedenti è emerso che i **«costi di aggregazione»**, soprattutto riferiti ai **dispositivi di campo** necessari per la partecipazione al progetto pilota, rappresentino una barriera alla partecipazione di **risorse di piccola taglia**.
- Nella successiva sezione del rapporto verrà approfondita la presenza di **soluzioni tecnologiche in grado di ridurre i costi da sostenere per l'aggregazione di risorse distribuite**.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota UVAM

- Oltre all'avvio del progetto pilota, per le UVAM sono state predisposte delle **aste di approvvigionamento a termine delle risorse**, tramite le quali Terna si assicura una determinata capacità disponibile a fornire servizi di dispacciamento (con particolare riferimento ad offerte a salire per il bilanciamento – si veda slide successiva).
- Il contratto consiste nel garantire un **premio fisso** alle risorse rese disponibili, a fronte dell'**impegno ad offrire sul mercato a prezzi inferiori ad un determinato valore** (*Strike Price*).
- Per l'anno 2019 è stato individuato un **contingente pari a 1.000 MW, confermato anche per il 2020**, e diviso in due aree:
 - **800 MW per l'Area di Assegnazione A**, che comprende le zone di mercato Nord e Centro-Nord;
 - **200 MW per l'Area di Assegnazione B**, che comprende le zone di mercato Sud, Centro-Sud, Sicilia e Sardegna.
- Lo Strike Price è stato fissato a **400 €/MWh** e le assegnazioni sono effettuate tramite aste al ribasso, di tipo *pay as bid*, a partire da un corrispettivo fisso annuale pari a **30.000 €/MW/anno**.
- Le sessioni d'asta sono così suddivise:
 - Un'asta annuale;
 - Tre aste «infrannuali», per i periodi aprile-dicembre, luglio-dicembre e ottobre-dicembre;
 - Dodici aste mensili.

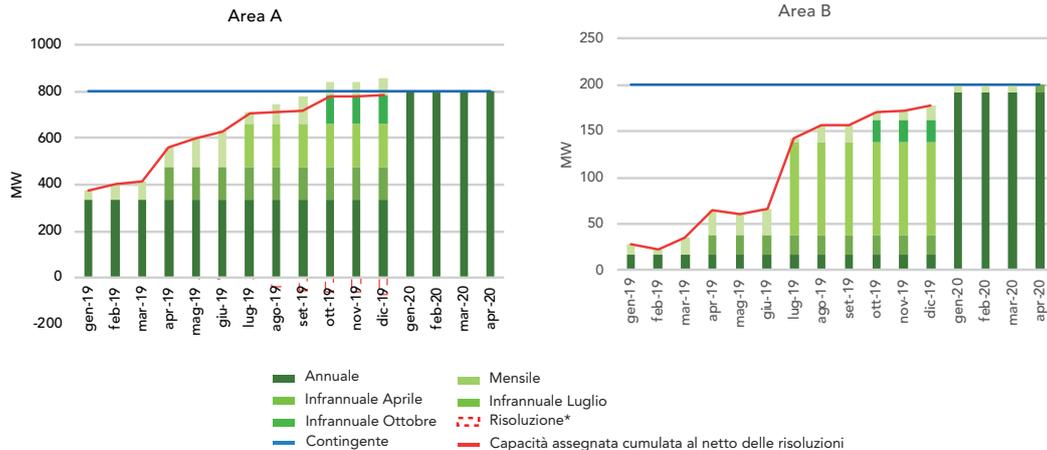
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota UVAM

- La presente sezione si pone l'obiettivo di effettuare un'analisi dei «risultati» del Progetto Pilota UVAM nel 2020, alla data di chiusura del presente Rapporto* ed in ottica comparativa rispetto al 2019.
- In particolare, l'analisi si focalizza su:
 - **i risultati delle aste di approvvigionamento a termine**, con particolare riferimento a:
 - la **capacità assegnata** nel corso delle aste annuali, infrannuali e mensili ed i relativi **corrispettivi**;
 - il **numero degli operatori (BSP)** che hanno preso parte alle aste e la loro **distribuzione nelle Aree di assegnazione (A e B)**.
 - le **caratteristiche costitutive delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota (distinguendo tra quelle che si sono **abilitate a partecipare** e quelle che sono risultate **assegnatarie di potenza contrattualizzata a termine** per il periodo di riferimento di ottobre 2019), con particolare riferimento a:
 - **composizione (in termini di numerosità di punti inclusi nell'aggregato e tipologie di unità coinvolte)**;
 - **potenze abilitate**;
 - **localizzazione**.
 - le **«performance» in esercizio delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota (con riferimento a tutte le **UVAM abilitate a partecipare**), con particolare riferimento a:
 - **offerte presentate** su MSD;
 - **ordini di dispacciamento** inviati da Terna;
 - **esito degli ordini di dispacciamento** inviati da Terna.

(*) Le analisi presentate sono basate su dati aggiornati al 1° agosto 2020 per quanto riguarda le contrattualizzazioni a termine e l'anagrafica delle UVAM abilitate, e al 31 agosto 2020 per quanto riguarda le offerte presentate sul MSD e gli ordini di dispacciamento ricevuti dagli aggregati.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: I risultati del progetto pilota UVAM

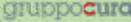
- La sperimentazione ha visto una partecipazione crescente nel corso del **2019** ed una **saturatione dell'Area A nella prima asta del 2020**, mentre si è assistito ad una **saturatione dell'Area B nell'asta infrannuale di aprile 2020** (96% del contingente disponibile già saturo a Gennaio).



(*) Non sono disponibili dati su eventuali risoluzioni contrattuali avvenute nel 2020

Procedura di approvvigionamento a termine: Operatori coinvolti

- La tabella mostra i **20 operatori (BSP)** che hanno partecipato alle procedure di approvvigionamento a termine nel corso dei primi 8 mesi del 2020 (*).

MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine	Numero BSP	Ragione sociale BSP			
0 - 10 MW	8				
					
10 - 20 MW	3				
20 - 50 MW	4				
50 - 100 MW	1				
> 100 MW	4				

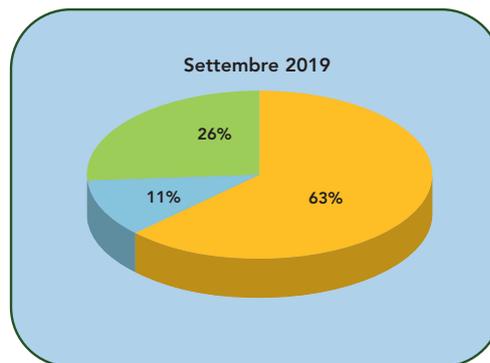
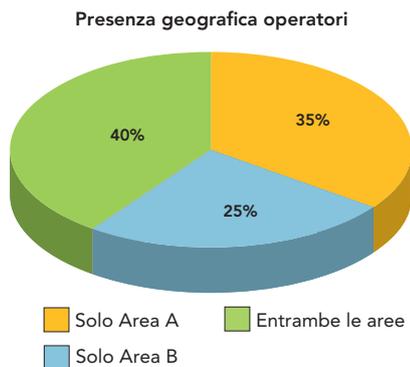
(*). Al lordo della perdita di diritto del prodotto a termine.

Procedura di approvvigionamento a termine: Operatori coinvolti

- Rispetto alla rilevazione di ottobre 2019, si registra un **primo processo di "consolidamento"** del comparto:
 - Il numero di **BSP titolari contratto di approvvigionamento a termine è passato da 27 a 20** (-26%);
 - I **"big player"** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine pari ad oltre 50 MW) hanno confermato in toto il loro posizionamento;
 - I **"medium player"** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine compreso tra 10 e 50 MW) registrano lievi variazioni rispetto all'anno precedente;
 - Gli **"small player"** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine inferiore a 10 MW) hanno subito lo "scossone" maggiore, considerato che **quasi la metà dei 15 player rilevati lo scorso anno non ha rinnovato la partecipazione al meccanismo nel 2020** o (molto più di rado) hanno aumentato il loro portafoglio gestito.

Procedura di approvvigionamento a termine: Operatori coinvolti

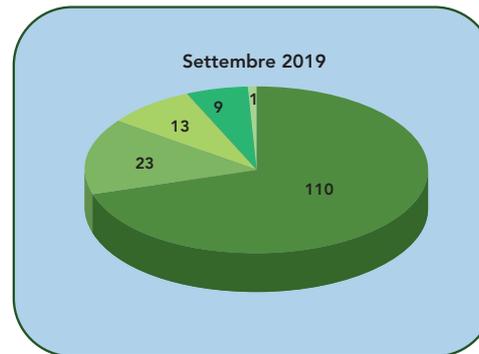
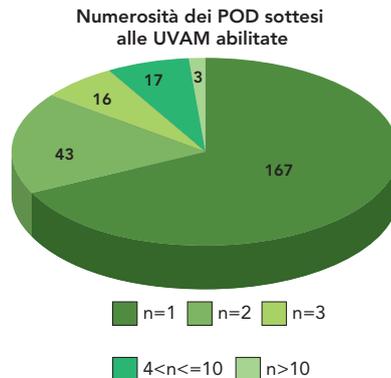
- Analizzando le aree in cui è stata aggiudicata la capacità contrattualizzata a termine, emerge rispetto allo scorso anno un maggiore bilanciamento. Non si assiste più ad una **significativa «polarizzazione» degli operatori nell'Area A**, ma ad una maggioranza di BSP (il 40%) che possiede capacità in entrambe le aree.



- Inoltre si registra la presenza di **2 BSP** che, pur non avendo contrattualizzato nessuna potenza nell'asta annuale, si sono aggiudicati una **quota nell'area B per il solo mese di marzo 2020**, per poi perderla ad aprile a valle della saturazione del contingente.

Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: composizione

- A **fine luglio 2020** vi sono **246 UVAM abilitate** (di cui un sottoinsieme ampio, pari a **163**, ossia il **66%**, beneficiano della **contrattualizzazione a termine**). **Rispetto ad agosto 2019**, quando risultavano abilitate 156 UVAM, si assiste ad un incremento del 58% in termini di numerosità.
- **Più di due terzi delle UVAM (68%) è composto da un unico POD**, in linea con quanto rilevato lo scorso anno. Seguono le UVAM composte da 2 POD (43 in valore assoluto, pari al 17% del totale). Complessivamente, il **numero di POD coinvolti** è pari a **439 (+ 71% rispetto a settembre 2019)**.
- In generale, si osserva che all'aumentare della numerosità dei POD inclusi, diminuisce il numero di UVAM abilitate.

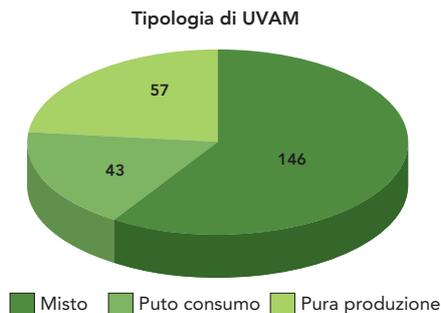


Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: composizione

- Delle 246 UVAM abilitate, **più della metà 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.**

Tipologia di UVAM					
Misto		Puro consumo		Pura produzione	
Mono-POD	Multi-POD	Mono-POD	Multi-POD	Mono-POD	Multi-POD
100 (68%)	46 (32%)	28 (65%)	15 (35%)	39 (68%)	18 (32%)



- Risultano **mono-POD il 68% delle UVAM di «pura produzione» e delle UVAM miste**, mentre per le **UVAM di puro consumo** la percentuale risulta del **65%**.

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: composizione

- All'interno delle UVAM abilitate sono presenti **402 impianti di generazione, afferenti a tre diverse tipologie:**

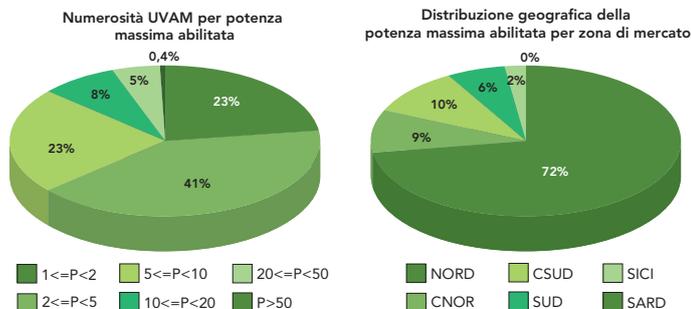
Tipologia	Numerosità asset	Numerosità asset inclusi in POD misti	Numerosità asset inclusi in POD di pura produzione
Termoelettrico	206	158	48
Idroelettrico	146	40	106
Solare Fotovoltaico	50	50	-
TOTALE	402	248	154

- Si può ipotizzare che la presenza di **impianti fotovoltaici non indichi lo sfruttamento di tali impianti come fonte di flessibilità**, ma vada ricondotta alla **presenza** degli stessi **presso unità di consumo** oppure alla co-presenza di un sistema di accumulo.
- All'interno delle UVAM sono inoltre presenti **302 unità di consumo**, di cui non sono tuttavia note le caratteristiche (in termini di tipologia di asset e/o settore di afferenza).

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: potenze abilitate e localizzazione

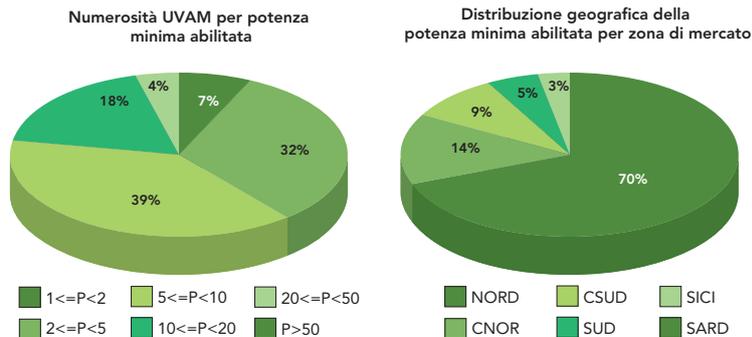
- Tutte le UVAM ad oggi abilitate hanno una potenza massima abilitata (ossia la capacità di modulazione «a salire») maggiore di zero. La potenza massima abilitata delle UVAM varia tra 1 MW e 62 MW, con un valore medio pari a circa 6 MW (con i valori medio e massimo in riduzione rispetto ad agosto 2019, rispettivamente del 14% e del 17%).
- Il range di potenza massima abilitata più diffuso è quello compreso tra 2 e 5 MW (41%), seguito da quello compreso tra 5 e 10 MW (23%), in linea rispetto all'anno precedente.
- Sul totale delle UVAM abilitate, aventi una potenza massima abilitata complessiva di 1.423 MW (+28% rispetto a settembre 2019):
 - 1.161 MW (82%) fanno riferimento all'Area A, soprattutto alla zona di mercato «nord» (72% del totale);
 - 263 MW (18%) fanno riferimento all'Area B, soprattutto alla zona di mercato «centro-sud» (10% del totale).



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: potenze abilitate e localizzazione

- Solo **28 delle UVAM abilitate** (11% del totale) hanno invece una **potenza minima abilitata** (ossia la capacità di modulazione «a scendere») diversa da zero, per una potenza totale pari a **207 MW**, di cui **173 MW nell'Area A** e **34 MW nell'Area B**.
- La **potenza minima abilitata** varia tra **1,5 MW e 28 MW**, con un **valore medio** pari a circa **7 MW**.
- Anche in questo caso la situazione è piuttosto stazionaria rispetto al 2019, sia in termini di UVAM abilitate che di caratteristiche delle stesse.

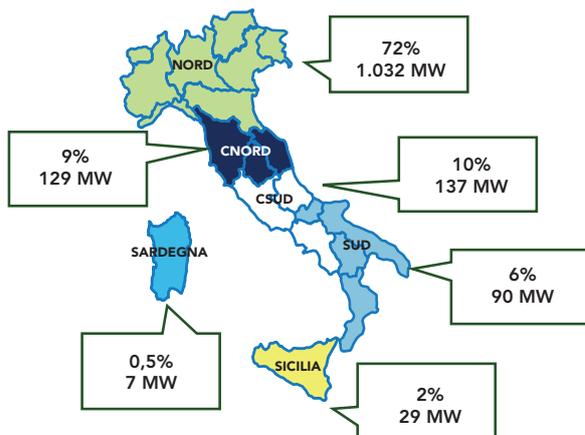


Fonte: Rielaborazione su dati Terna

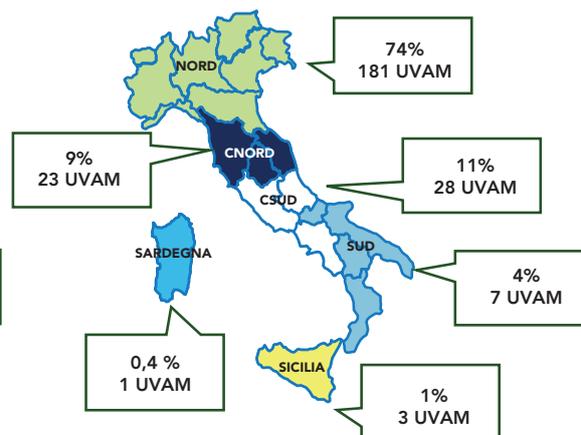
Caratteristiche costitutive delle UVAM abilitate: potenze abilitate e localizzazione

- Non vi sono differenze significative nella ripartizione delle UVAM abilitate in termini di potenza abilitata («a salire») e numerosità, come mostrato nelle figure sottostanti.

Potenza abilitata («a salire»)



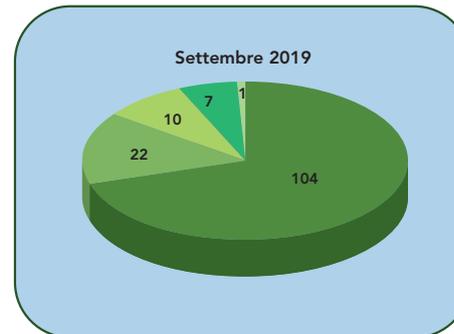
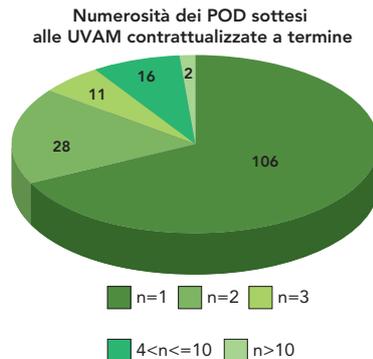
Numero UVAM



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Caratteristiche costitutive delle UVAM contrattualizzate a termine: composizione

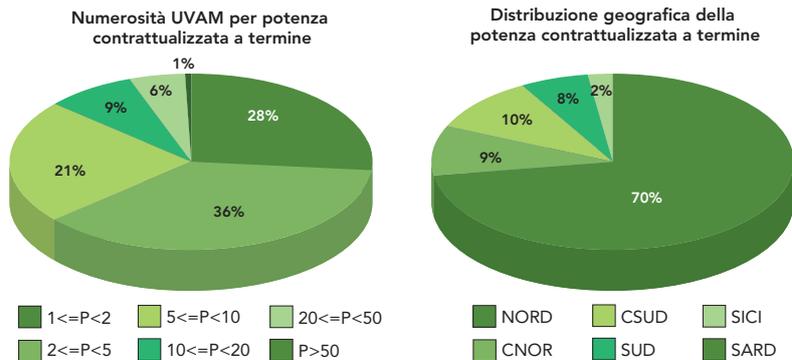
- La figura mostra la **composizione**, in termini di **numerosità di punti (POD) inclusi nell'aggregato**, delle **163 UVAM** contrattualizzate al mese di agosto 2020, che rappresentano l'incremento totale delle UVAM rispetto al mese di settembre 2019.
- Circa due terzi delle UVAM (65%) è composto da un unico POD. Seguono le UVAM composte da 2 POD (28 in valore assoluto, pari al 17% del totale). Complessivamente, il numero di POD coinvolti tra settembre 2019 e agosto 2020 è pari a 317 (in aumento del 39% rispetto a settembre 2019).



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

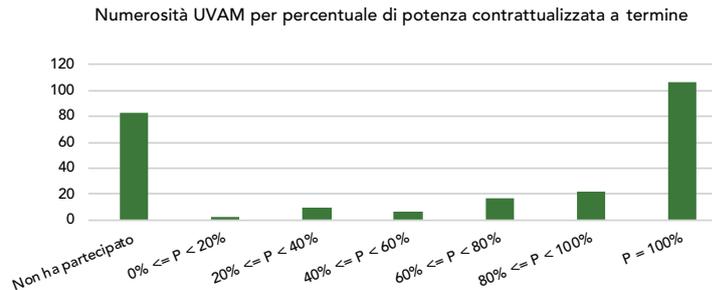
Caratteristiche costitutive delle UVAM contrattualizzate a termine: potenze contrattualizzate e localizzazione

- Sul totale di UVAM che hanno partecipato alla **contrattualizzazione a termine** (con aggiornamento a periodo di consegna agosto 2020) ed aventi una **potenza totale** («a salire») di **991 MW**:
 - **791 MW (80%) fanno riferimento all'Area A**, soprattutto alla **zona di mercato «nord» (70% del totale)**;
 - **200 MW (20%) all'Area B**, soprattutto alla **zona di mercato «centro-sud» (10% del totale)**.
- Rispetto alle UVAM abilitate, si nota che:
 - **poco più del 30% della potenza massima abilitata non risulta contrattualizzata a termine**;
 - **il «mix» tra le due aree è sostanzialmente invariato**.



Caratteristiche costitutive delle UVAM contrattualizzate a termine: potenze contrattualizzate

- In media le UVAM che hanno beneficiato della contrattualizzazione a termine, lo hanno fatto per l'**88% della potenza massima abilitata**.
- Ben il **65% delle UVAM contrattualizzate a termine ha contrattualizzato il 100% della potenza massima abilitata** (come illustrato nelle slide precedenti, non è prevista l'approvvigionamento a termine di risorse per la fornitura di servizi «a scendere»).
- **Cresce in maniera significativa**, rispetto alla rilevazione di settembre 2019, la **capacità delle UVAM abilitate ma che non hanno beneficiato della contrattualizzazione a termine**.



- Non si registrano differenze significative rispetto alle altre dimensioni d'analisi presentate per le UVAM abilitate.

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Analisi dei risultati dei progetti pilota: Offerte presentate dalle UVAM

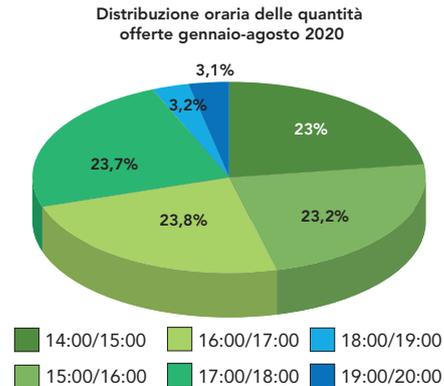
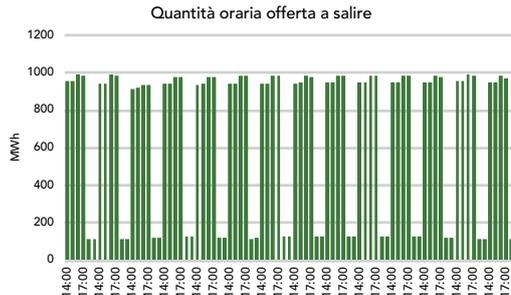
- Prendendo come riferimento le **ore interessate dall'obbligo di offerta** (le 6 ore comprese tra le 14:00 e le 20:00 dei giorni dal lunedì al venerdì), sono state raccolte le **quantità orarie offerte «a salire» presentate dalle UVAM**.



- Si nota una media prossima ai 1.000 MWh, che può essere interpretata come una tendenza degli operatori ad effettuare **offerte sul MB per 4 ore giornaliere** (percepando interamente il **corrispettivo fisso**). Inoltre, come dettagliato nella slide successiva, emerge la tendenza a concentrare le offerte tra le 14:00 e le 18:00.

Analisi dei risultati dei progetti pilota: Offerte presentate dalle UVAM

- Selezionando solo un campione di giorni (compresi tra il lunedì e il venerdì) per una migliore lettura, si nota come (con tutta probabilità per effetto dei circa 1000 MW contrattualizzati a termine) siano presenti offerte sul MB concentrate nelle quattro ore **comprese tra le 14:00 e le 18:00**, mentre solo una quota minoritaria degli operatori sceglie di offrire tra le 18:00 e le 20:00.

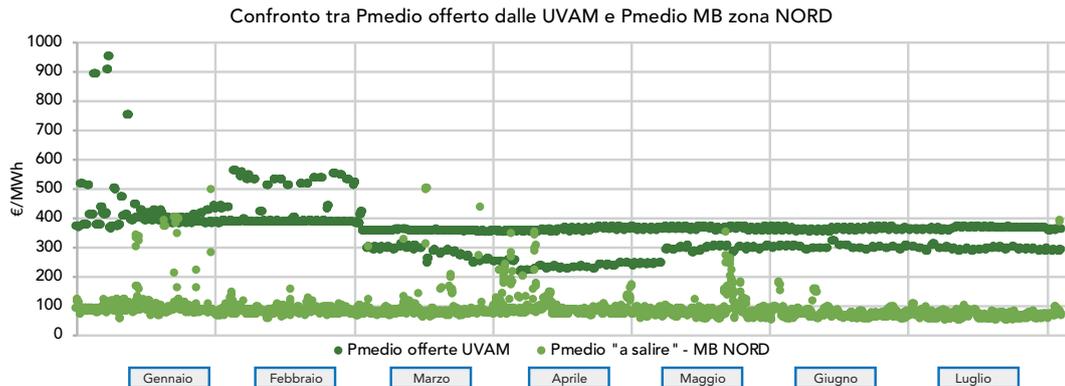


- In media, tra gennaio ed agosto 2020, si osserva la disponibilità da parte delle UVAM per una capacità di modulazione a salire pari a circa **980 MW tra le 14:00 e le 18:00** e **130 MW tra le 18:00 e le 20:00**.

Fonte: Rielaborazione su dati GME

Confronto con i prezzi di mercato

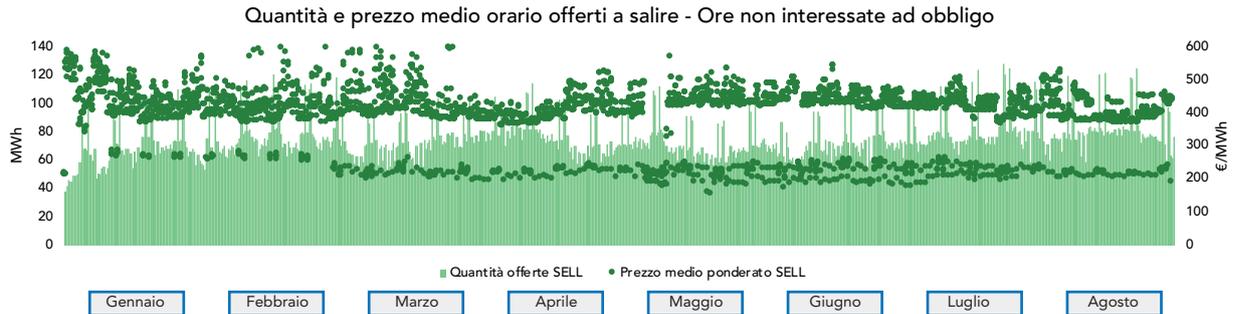
- L'analisi dei **prezzi delle offerte a salire presentate sul MSD** da parte delle UVAM abilitate (con riferimento alle sole ore 14:00 – 20:00) mostra la **tendenza degli operatori ad effettuare offerte a salire a prezzi prossimi allo strike price (pari a 400 €/MWh)**, così come accadeva nel corso del 2019, ma non mancano ore (a partire da marzo) con prezzo medio nell'ordine dei 300 €/MWh o inferiore.



- Il confronto presente nel grafico mostra come i prezzi medi relativi ad offerte provenienti dalle UVAM siano superiori ai prezzi medi «a salire» registrati sul MB nella zona di mercato NORD (quella in cui sono presenti la maggior parte delle UVAM).

Analisi dei risultati dei progetti pilota: Offerte «a salire» presentate dalle UVAM al di fuori della fascia d'obbligo

- Analizzando le **ore non interessate dall'obbligo di offerta**, sono state raccolte le **quantità offerte «a salire» presentate dalle UVAM** e il relativo prezzo medio orario ponderato (asse destro).

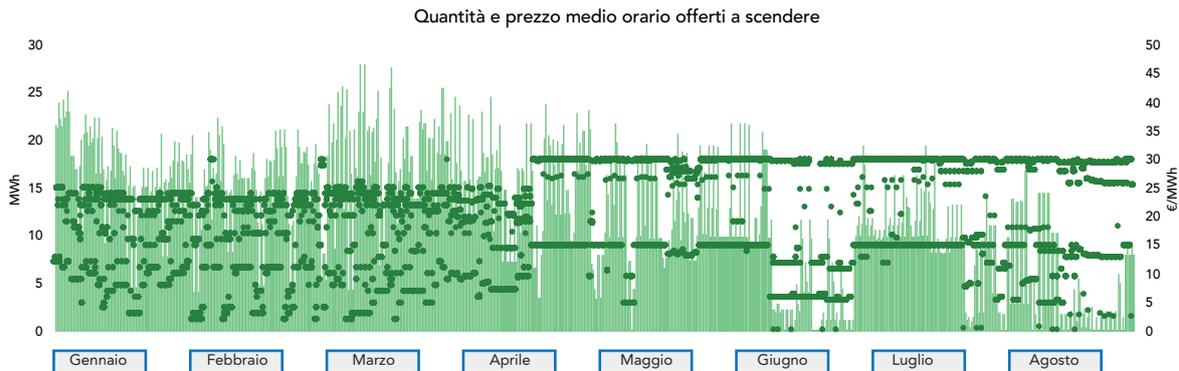


- Si nota come la **quantità oraria media offerta sia decisamente inferiore** rispetto a quella relativa alla fascia oraria interessata dall'obbligo di offerta per la partecipazione a termine (la media risulta pari a **68 MWh** rispetto ai **696 MWh** alle ore soggette ad obbligo), e inoltre i **prezzi medi** sono spesso **superiori a 400 €/MWh**.

Fonte: Rielaborazione su dati GME

Analisi dei risultati dei progetti pilota: Offerte «a scendere» presentate dalle UVAM

- Analizzando le **quantità offerte «a scendere» presentate dalle UVAM** (che non solo legate all'obbligo di offerta, non essendo prevista la fornitura di servizi «a scendere» nello schema della contrattualizzazione a termine) e il relativo prezzo medio orario ponderato, si osserva che le **quantità offerte risultano decisamente inferiori** rispetto a quelle «a salire», oltre a presentare un andamento disomogeneo nel corso dei mesi.



Fonte: Rielaborazione su dati GME

Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento «a salire» inviati da Terna

- Analizzando gli esiti del Mercato del Bilanciamento, emerge che sono stati inviati da Terna **5 ordini di dispacciamento a salire per 82 MWh** tra gennaio e agosto 2020, riferiti alla **fascia oraria soggetta ad obbligo di offerta**.
- Le «chiamate» effettuate da Terna, che hanno interessato **2 UVAM di titolarità di due diversi BSP**, sono caratterizzate da una **quantità media pari a circa 16 MWh** e una **quantità massima pari a 20,3 MWh**.

Ordini di dispacciamento «a salire»	
Numero di ordini di dispacciamento	5
Quantità accettata totale	82 MWh
Quantità accettata media	16,3 MWh
Prezzo accettato	400 €/MWh in 4 occasioni, 60 €/MWh in una occasione

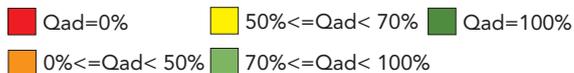
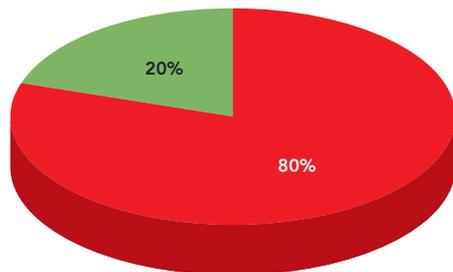
- Nel corso dei primi otto mesi del 2019 erano stati movimentati **556,5 MWh a salire, divisi in 76 diverse attivazioni**.

Fonte: Rielaborazione su dati Terna.

Le «performance» in esercizio delle UVAM: Esito degli ordini di dispacciamento «a salire»

- Con riferimento alle attivazioni a salire, si registrano in totale circa **66 MWh di inadempimenti** (pari all' **81% delle quantità accettate**). In particolare, **in 4 casi su 5 l'ordine di dispacciamento non è stato eseguito neppure parzialmente**, mentre in una delle 5 chiamate è stato erogato il **75% della quantità richiesta**.

Quota di adempimento (frequenza) -
Chiamate "a salire"



Fonte: Rielaborazione su dati Terna.

Nota: Le statistiche non tengono conto delle porzioni di chiamate (quarti d'ora) «sotto-soglia» (ossia per quantità accettate inferiori a 0,125 MWh).

Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento inviati da Terna non compresi nell'obbligo di offerta

- Analizzando gli esiti del Mercato del Bilanciamento, emerge che sono state accettate da Terna **27 offerte a scendere per 772 MWh**, tutte provenienti dallo stesso BSP e riguardanti due differenti aggregati.

Ordini di dispacciamento «a scendere»	
Numero di ordini di dispacciamento	27
Quantità accettata totale	772 MWh
Quantità accettata media	28,6 MWh
Prezzo accettato	30 €/MWh in tutti i casi registrati

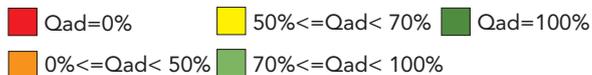
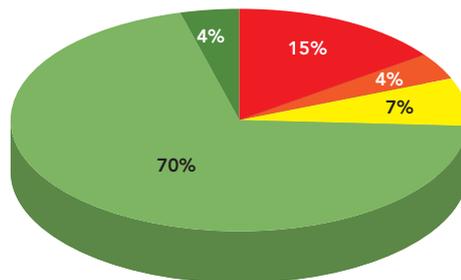
- Nel corso dei primi otto mesi del 2019 erano stati movimentati **36,5 MWh «a scendere» in due sole attivazioni**.

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Le «performance» in esercizio delle UVAM: Esito degli ordini di dispacciamento

- Gli esiti delle **attivazioni a scendere** mostrano **inadempimenti totali** in soli **4 casi su 27**, mentre le altre 23 chiamate presentano una **quota di adempimento media dell'84%**.

Quota di adempimento (frequenza) -
Chiamate "a scendere"



Fonte: Rielaborazione su dati Terna.

Nota: Le statistiche non tengono conto delle porzioni di chiamate (quarti d'ora) «sotto-soglia» (ossia per quantità accettate inferiori a 0,125 MWh).

Analisi dei risultati dei progetti pilota

- I risultati relativi ai primi mesi del 2020 mostrano 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** emerse nella precedente edizione del Report.
- Circa due terzi delle UVAM abilitate è costituita da un **unico POD** (che nel 68% dei casi contiene sia impianti di consumo che di produzione) e prevale la localizzazione dell'area di mercato «Nord».
- Stesse caratteristiche si osservano tra le UVAM contrattualizzate a termine, oltre la metà delle quali presenta inoltre una **potenza massima abilitata inferiore a 5 MW**.
- Per quanto riguarda le offerte presentate sul MB, si osserva un prezzo medio superiore a quanto osservato nello stesso periodo dello scorso anno, confermando la tendenza degli operatori ad offrire a prezzi prossimi allo strike price durante le ore soggette ad obbligo di offerta.
- Le **attivazioni «a salire» si sono notevolmente ridotte**, sia in numero che in termini di MWh movimentati, e in quattro dei cinque casi mappati si è assistito ad un inadempimento totale dell'ordine di modulazione. 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 invece **aumentati i MWh accettati «a scendere»** pur non essendo coperti da obbligo di offerta, inoltre con risultati migliori in termini di effettiva erogazione.

(*) Fonte: ARERA, «Stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili» - anno 2019

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: I progetti pilota UPI e UPR

Progetto Pilota UPR

Il progetto pilota è relativo alla partecipazione volontaria al MSD da parte delle UPR, ovvero le unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA.

Le principali caratteristiche relative a queste unità sono le seguenti:

- Devono disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di **almeno 5 MW**;
- Il BSP che partecipa al MSD coincide con il BRP;
- Possono essere abilitate a fornire risorse per la **risoluzione di congestioni** a programma, per la **riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento**;

La remunerazione consiste solamente nella normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (pay as bid) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Progetto Pilota UPI

Le **UPI** consistono in **unità di produzione rilevanti integrate a sistemi di accumulo che hanno la possibilità di fornire servizio di regolazione primaria della frequenza**.

Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a **30 MW**.

La partecipazione al progetto pilota consente all'unità di produzione rilevante di poter **incrementare il valore di potenza massima che può essere offerta nei mercati dell'energia fino all'1,5% della Potenza Efficiente dell'unità stessa**, prestando il servizio di regolazione primaria sulla base di modalità diverse da quelle attualmente previste dal Codice di Rete.

Il **servizio di regolazione primaria può essere prestato per 5 anni a partire dalla data di avvio del progetto pilota**. Le UPI continueranno a partecipare ai Mercati dell'Energia e a prestare gli altri servizi di dispacciamento a cui risultano già abilitate, con le modalità previste per le altre UP.

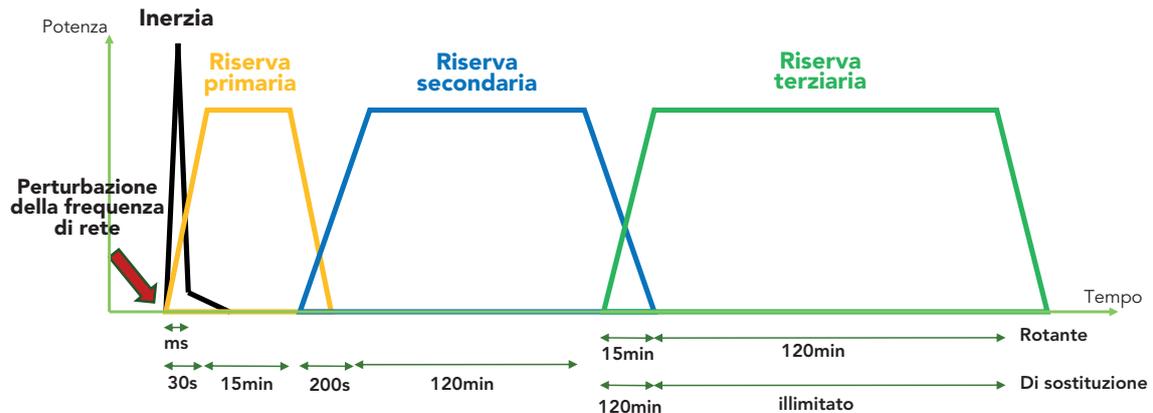
- Risulta abilitata **una sola UPR alimentata dalla fonte idrica** (impianto idroelettrico a bacino) la quale ha ricevuto ordini di dispacciamento per 1.057 MWh dall'avvio del progetto. Riguardo alle **UPI**, sono stati selezionati da Terna **quattro progetti** per l'intero quantitativo di riserva approvvigionabile (30 MW).

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota Fast Reserve

- A giugno 2020 è stato approvato il regolamento riguardante la fornitura del servizio di regolazione **ultra-rapida di frequenza** (Fast Reserve o FR), progetto pilota al quale potranno partecipare anche i **sistemi di accumulo**, oltre alle **unità di generazione** e di **consumo**.
- Il servizio consiste nel dare disponibilità a **fornire una risposta continua ed automatica in potenza** proporzionale all'errore di frequenza, oltre che rispondere ad un set-point inviato da Terna, per **1.000 ore annue**, a fronte di una **remunerazione fissa** (espressa in €/MW/anno) assicuratasi tramite **aste competitive in modalità «pay-as-bid»**.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota Fast Reserve

- Il contingente messo a disposizione è pari a **100 MW** per l'area Continente **Centro Nord**, **100 MW** per l'area Continente **Centro Sud** e **30 MW** per l'Area di assegnazione «**Sardegna**».
- La base d'asta è stata identificata per un valore pari a **80.000 €/MW/anno** e la procedura è finalizzata alla conclusione dei contratti a termine della durata di 5 anni.



I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il progetto pilota Fast Reserve

- Possono partecipare alla fornitura del servizio le cosiddette **Fast Reserve Unit** (FRU) che abbiano una potenza qualificata pari ad almeno **5 MW** e non superiore a **25 MW**, in grado di:
 - Fornire una risposta automatica in potenza proporzionale all'errore di frequenza, con **risposta entro un secondo e tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi**;
 - Mantenere, in assenza di ulteriori errori di frequenza, il valore di potenza dato dalla curva di capability per **almeno 30 secondi continuativi**, per poi eseguire una derampa lineare;
 - Essere in grado di ricevere e gestire un **set-point inviato da Terna**;
 - Disporre di una capacità tale da garantire uno scambio con la rete della potenza qualificata per **almeno 15 minuti continuativi sia a salire che a scendere**.
- Per la verifica di una corretta fornitura del servizio, ogni singola *Fast Reserve Unit* dovrà essere dotata dei seguenti dispositivi:
 - UVRF (Unità per la Verifica della Regolazione Rapida di Frequenza);
 - PMU (*Phasor Measurement Unit*);
 - UPDM (Unità Periferica di Distacco e Monitoraggio).
- **A dicembre 2020 si terrà la prima asta**, con la quale saranno conclusi contratti a termine della durata di 5 anni per il **periodo di consegna 2023-2027**.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Decreto V2G

- Con il Decreto del 30 gennaio 2020 il MiSE ha avviato la definizione di **criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra veicoli elettrici e la rete elettrica nell'ambito della riforma del MSD.**
- I principali punti trattati riguardano:
 - L'adozione da parte di ARERA di disposizioni per integrare la propria regolazione affinché **i requisiti tecnici minimi per l'abilitazione a ciascun servizio tengano conto delle caratteristiche e della specificità delle infrastrutture di ricarica**, anche domestiche. Inoltre si richiede di valutare l'opportunità di consentire alle UVAM formate esclusivamente da infrastrutture di ricarica di partecipare al progetto pilota con una **capacità di modulazione ridotta fino a 0,2 MW**;
 - L'identificazione in collaborazione con il CEI di **specifiche tecniche minime**, perseguendo principi di **semplicità ed economicità, che i dispositivi ed i misuratori** installati devono possedere ai fini della partecipazione al MSD e gli eventuali **strumenti di misura aggiuntivi** necessari.
 - L'identificazione da parte di ARERA di modalità per la **copertura dei costi aggiuntivi** connessi alla installazione dei **dispositivi e dei sistemi di misura** necessari ad assicurare l'interazione tra veicolo e rete elettrica, sia in configurazione V1G che V2G.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il DCO di ARERA sul V2G

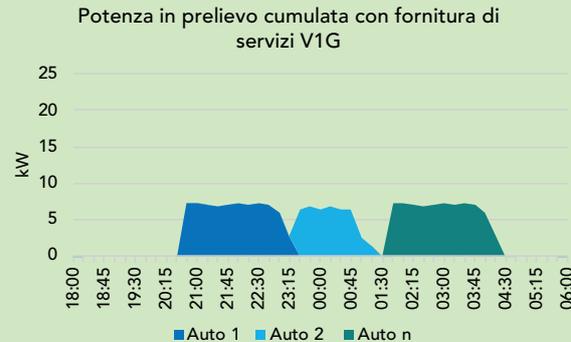
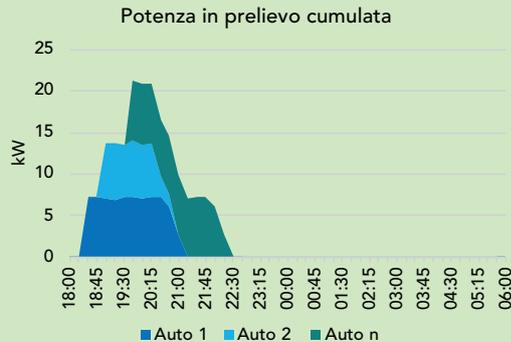
- Il 3 giugno scorso l'**ARERA ha avviato una consultazione** per definire i propri **orientamenti** in merito a quanto indicato dal Ministero.
- In particolare, rispetto ai punti contenuti nel Decreto, l'autorità ritiene che:
 - L'aggregazione all'interno di una UVAM è già consentita dall'attuale regolamento e non si identificano barriere tecnologiche per l'utilizzo di infrastrutture di ricarica. Nel rispetto del principio di neutralità tecnologica, inoltre, una eventuale **riduzione della capacità di modulazione dell'aggregato potrebbe essere prevista per qualunque UVAM, indipendentemente dalle risorse di cui è composta;**
 - Per quanto riguarda la definizione di modalità semplificate per la partecipazione dei punti di ricarica domestici, la recente modifica del regolamento UVAM (dettagliata in seguito) prevede **requisiti semplificati per l'aggregazione di risorse con potenza inferiore a 55 kW;**
 - L'autorità ha dato mandato al CEI di definire le specifiche tecniche minime, differenziate tra V1G e V2G, per i **dispositivi necessari alla all'erogazione di servizi ancillari** in collaborazione con il CEI. La **copertura dei costi aggiuntivi** per tali dispositivi rappresenta un **incentivo esplicito per la partecipazione delle infrastrutture di ricarica al progetto pilota UVAM**, il cui valore andrà stabilito in seguito alla definizione delle caratteristiche tecniche da parte del CEI. L'autorità ritiene che l'incentivo vada erogato in più anni consecutivi a fronte dell'effettiva partecipazione al progetto pilota.

Box2: La fornitura di servizi ancillari tramite le infrastrutture di ricarica per auto elettriche

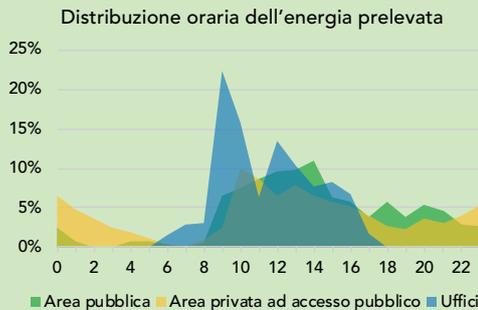
- Come anticipato, a gennaio 2020 è stata avviata la **definizione di criteri e modalità per favorire la partecipazione al MSD dei veicoli elettrici**.
- Anche se oggi ridotto, il parco circolante di questo tipo di veicoli vedrà un forte aumento nei prossimi anni (si veda Smart Mobility Report 2020). Il loro coinvolgimento nella fornitura di servizi ancillari può essere suddiviso in due modalità principali:
 - «**V1G**», che prevede di effettuare modulazioni rispetto alla potenza prelevata dalla rete durante le ricariche;
 - «**V2G**», sfruttando l'immissione in rete dell'energia presente nelle batterie.
- Inoltre, è utile distinguere tra due ambiti di ricarica:
 - **ricarica «privata»** (ossia il ricorso a infrastrutture di ricarica domestica)
 - **Ricarica «ad accesso pubblico»** (che siano posizionate in aree pubbliche o private, come ad esempio le sedi aziendali o le attività commerciali).

1. L'evoluzione del mercato elettrico italiano: obiettivi e meccanismi abilitanti

- Un tipico utilizzo dell'auto elettrica da parte di un utente privato prevede che la **ricarica** sia **effettuata nelle ore serali** (al rientro a casa) e che l'auto resti di conseguenza **collegata all'infrastruttura di ricarica fino alla mattina successivo**. Questa tipologia di ricariche sarà probabilmente caratterizzata da un **elevato fattore di contemporaneità**, che con il diffondersi delle auto elettriche potrà comportare picchi di potenza in prelievo nelle ore serali.
- Un aggregatore può offrire servizi ancillari semplicemente **spostando nel tempo la ricarica delle auto** (agendo da remoto) per evitare che la maggior parte dei prelievi avvenga in contemporanea, senza avere alcun impatto per l'utente che troverà in ogni caso l'auto carica al mattino successivo. Anologo discorso si può applicare all'**infrastruttura di ricarica pubblica**, potendo inoltre sfruttare potenze maggiori rispetto a quelle che caratterizzano la ricarica domestica.



- Affinché si possano attuare logiche di **V2G** è necessario disporre di auto connesse alla colonnina di ricarica e che abbiano una quota di **energia accumulata disponibile per l'immissione in rete**.
- Analizzando i dati sulle ricariche emerge che anche su infrastrutture pubbliche (e anche durante le ore diurne) le auto restano spesso **collegate alla colonnina** per un lungo periodo di tempo **dopo il termine della ricarica**. Ancor più che nel caso precedente, sarà necessario il **coinvolgimento dell'utente** per avere visibilità su quale sarà l'**orario di disconnessione** dell'auto dalla colonnina, in modo da valutare se ci sarà il tempo di completare successivamente la ricarica o se egli si rende disponibile ad accettare uno stato di carica inferiore al 100% al momento in cui scollegherà l'auto. Inoltre, in questi ambiti di applicazione sono frequenti le ricariche anche **durante le ore diurne e pomeridiane**.
- Dal punto di vista tecnologico già oggi le infrastrutture sarebbero in grado di attuare le logiche di V1G e in maniera crescente anche quelle di V2G, per le quali è necessario, tuttavia, che anche le auto siano pre-configurate per fornire questo tipo di servizio.



1. L'evoluzione del mercato elettrico italiano: obiettivi e meccanismi abilitanti

- Analizzando **diverse tipologie di colonnine** (pubbliche, private ad accesso pubblico o installate presso edifici ad uso uffici) si nota come i **profili** siano **notevolmente diversi** tra loro a seconda dell'ambito di applicazione. Quelle installate presso sedi aziendali presentano un picco alle 9 del mattino e assenza di ricariche nelle ore notturne, mentre le ricariche effettuate presso infrastrutture ad accesso pubblico sono concentrate nelle ore centrali della giornata ma con valori elevati anche nelle ore serali. Oltre a questo dato, assume importanza la **disponibilità di auto collegate all'infrastruttura nonostante abbiano terminato la ricarica della batteria**. Combinando questi elementi, il **BSP può offrire servizi ancillari in diversi momenti della giornata** tramite la propria infrastruttura di ricarica, in accordo con i proprietari delle auto.
- Data la natura di questa potenziale fonte di flessibilità, tuttavia, **l'assicurare la disponibilità** di capacità di modulazione da parte del BSP richiede l'applicare **elevati tassi di derating** rispetto alla potenza delle colonnine inserite in un aggregato, in quanto dovrà **valutare su base statistica il numero di utenti** che effettuerà una ricarica e il **tempo medio di permanenza** dell'auto presso l'infrastruttura di ricarica. Tuttavia, riguardo la capacità di effettuare erogazioni in tempo reale, le infrastrutture di ricarica per auto elettriche possono rappresentare una **importante fonte di flessibilità** in quanto sono in grado, tramite V1G o V2G, di effettuare **modulazioni rapide** (con tempi di risposta nell'ordine delle decine di secondi) e per elevate potenze (anche sfruttando un numero relativamente basso di unità aggregate, se si considera che ad oggi la potenza di riferimento per singola colonnina è **22 kW** ma che in futuro è prevista una sua crescita verso potenze da **50 kW o superiori**).
- Data la fase sperimentale del mercato, è difficile ad oggi valutare quali potranno essere le **quantità erogate** da un aggregato di questo tipo o quali saranno i **prezzi di remunerazione**, ma da analisi preliminari basate sull'attuale struttura del progetto pilota UVAM emerge che le infrastrutture di ricarica possono essere considerate tra le fonti di flessibilità distribuite più interessanti per il sistema elettrico, in quanto la loro diffusione vedrà una crescita esponenziale nei prossimi anni e i ricavi che si potrebbero ottenere in caso di partecipazione al MSD sono nell'ordine delle **decine o centinaia di euro all'anno** per singola colonnina, che saranno **suddivisi tra il BSP e i possessori dell'auto**, i quali potranno ottenere un vantaggio ulteriore dall'utilizzo di un'auto elettrica.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market

- L'obiettivo del Capacity Market è duplice: in primo luogo intende **accompagnare la fase di transizione verso le rinnovabili**, in secondo luogo intende **permettere la dismissione degli impianti più inquinanti** (il carbone innanzitutto).
- Grazie al meccanismo del Capacity Market, infatti, è possibile **mantenere in funzione capacità più flessibile e meno inquinante** (impianti termoelettrici a gas) e **programmarne l'ingresso quando necessario**.
- Terna ha stimato che al 2025 sarà necessaria la presenza di almeno **50 GW di capacità a gas** al fine di garantire che le **ore annue in cui è probabile un distacco del carico il siano pari a 3***.
- Considerando il contemporaneo phase-out del carbone, si rende necessario un **incremento di 5,4 GW di capacità tradizionale**. Tuttavia, a questi impianti probabilmente non sarà richiesta una produzione «base load», ma di essere **attivati nelle ore di minore produzione delle fonti rinnovabili per agire come backup**.
- A questi impianti è garantito, tramite la partecipazione al Capacity, un **premio fisso in capacità** determinato in modo competitivo, a fronte **dell'obbligo di rendere disponibile ad un prezzo contenuto la capacità assegnata**, al fine di soddisfare la richiesta di energia elettrica.
- In particolare, il meccanismo consiste in aste a cui possono partecipare i **titolari di unità di produzione (esistenti o nuove) e i titolari di aggregati di unità di consumo** (definite «Unità di Consumo per il Mercato della Capacità» - UCMC).

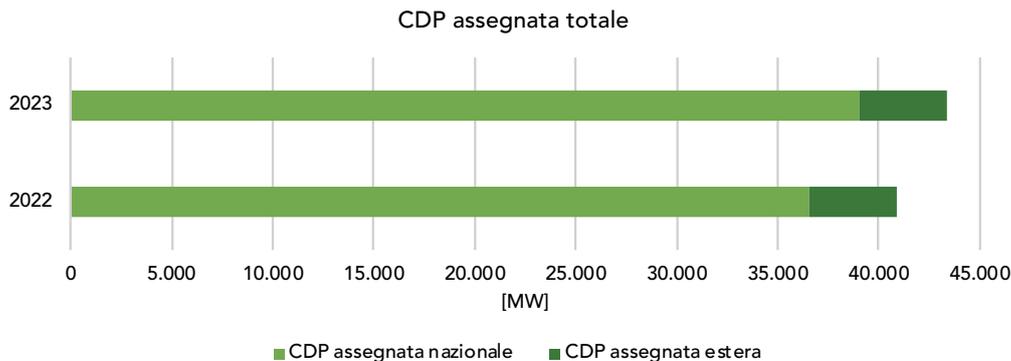
(*)Obiettivo di adeguatezza espresso a livello comunitario in termini di LOLE - Loss Of Load Expectation (ore annue di probabilità di distacco del carico).

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market

- I partecipanti che prendono parte all'asta presentano in ogni sessione delle **offerte a ribasso rispetto ad un cap** definito dall'Autorità (valore massimo del Premio riconoscibile a ciascuna tipologia di CDP). La remunerazione per i partecipanti (le cui offerte sono state selezionate ed accettate) corrisponde ad un **premio fisso** (espresso in €/MW/anno) che è pari, per le **unità di produzione, al minor valore tra il Premio marginale** (risultato delle aste) e il **Cap**, riferiti alla corrispondente tipologia di unità.
- La ricezione del premio fisso (assegnato tramite asta) comporta per le unità che partecipano al meccanismo **l'obbligo di offerta sul MGP/MI della capacità impegnata e l'obbligo di offerta sul MSD della quota non accettata sui mercati dell'energia**. In aggiunta al corrispettivo fisso (premio annuo), è previsto un corrispettivo variabile che il partecipante è chiamato a **restituire a Terna**. Il corrispettivo variabile è funzione dell'**eventuale differenza positiva tra il prezzo conseguito su MGP/MI/MSD ed il cosiddetto prezzo di esercizio**, calcolato come «**costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale**» (il cui valore è indicizzato al prezzo del gas naturale).
- Il Capacity Market rappresenta dunque un meccanismo in grado di dare un **segnale di prezzo di lungo periodo tramite il quale ci si assicura della disponibilità di capacità produttiva nel lungo termine anche al fine di accompagnare il paese nel processo di decarbonizzazione**.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market – confronto aste 2022 e 2023

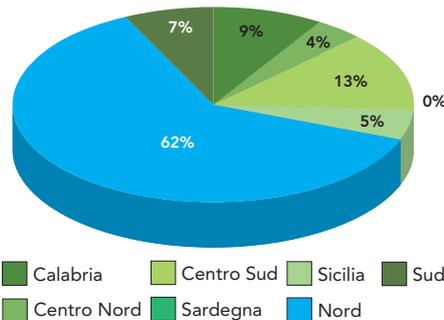
- Nel mese di novembre 2019 hanno avuto luogo le aste svolte per il 2022 e 2023, anni in cui bisognerà mettere a disposizione la capacità offerta e risultata vincitrice. Entrambe le aste sono terminate il giorno successivo all'apertura, vedendo la **partecipazione di più di 40 attori del mercato elettrico**.
- Nell'asta relativa al **2022** sono stati assegnati in totale **40,9 GW di capacità**, cui **4,4 GW di capacità estera**, per un costo totale di **1,3 mld€**.
- Nell'asta relativa al **2023** sono stati assegnati in totale **43,4 GW di capacità**, cui **4,4 GW di capacità estera**, per un costo totale di **1,5 mld€**.



Nota: Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) è la capacità di ciascuna risorsa considerata disponibile ai fini del Mercato della Capacità, espressa in MW.

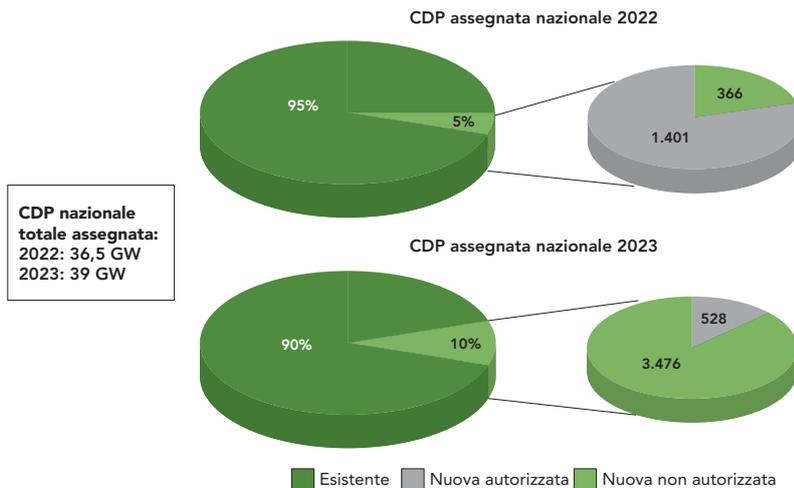
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market – confronto aste 2022 e 2023

- I premi di valorizzazione della Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) sono stati gli stessi nelle aste al 2022 e 2023 e pari a:
 - 33 k€/MW/anno per la capacità esistente;
 - 75 k€/MW/anno per la capacità nuova;
 - 4,4 k€/MW/anno (premio medio ponderato) per la capacità estera.
- La distribuzione della capacità assegnata nelle diverse Aree Nazionali è stata la stessa nelle due aste, così come riportato nel grafico seguente:



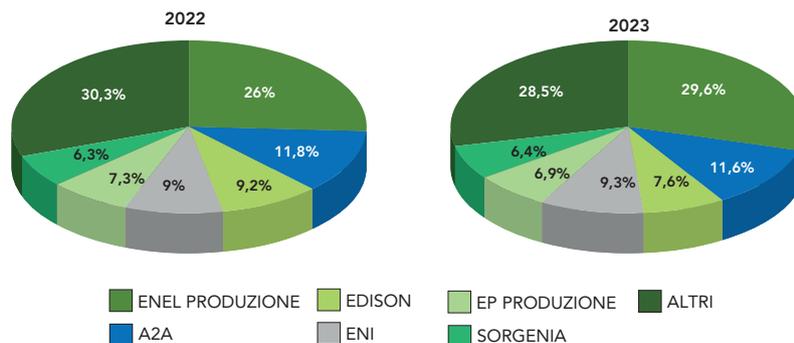
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market – confronto aste 2022 e 2023

- Focalizzando l'analisi sulla capacità assegnata nazionale, essa è suddivisa tra capacità esistente e nuova in proporzioni diverse nelle aste 2022 e 2023, con una netta variazione tra la capacità nuova assegnata autorizzata e non autorizzata.



I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market – confronto aste 2022 e 2023

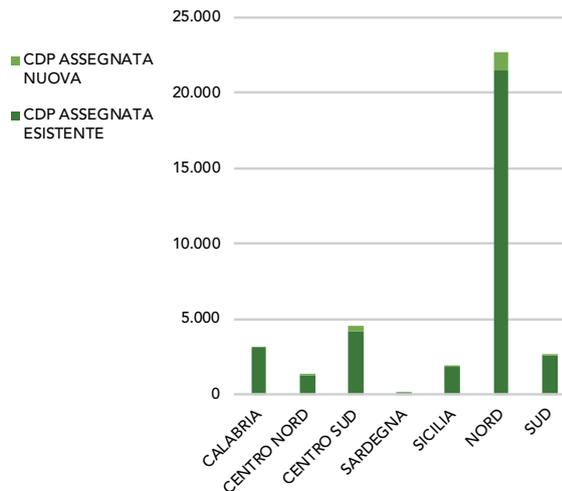
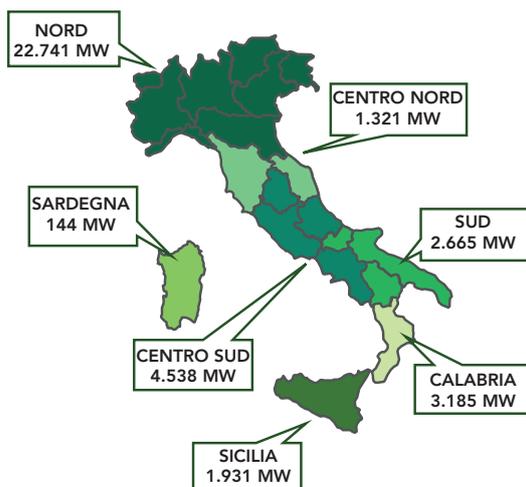
- I **partecipanti** all'asta per il **2022** sono stati **41**, mentre all'asta per il **2023** si sono presentati **45 partecipanti**. I primi 6 partecipanti hanno ottenuto circa due terzi della capacità totale assegnata.



- Nonostante la maggior parte della capacità sia stata assegnata a grandi operatori di mercato, si sottolinea la partecipazione di soggetti diversi per tipologia, ad esempio le principali **aziende municipalizzate** (A2A e Iren) e i **soggetti industriali** (Duferco e Arvedi).

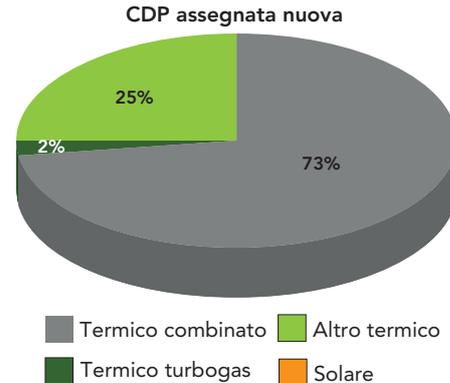
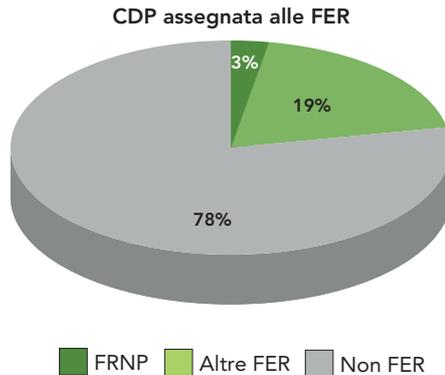
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market 2022

- Focalizzando l'analisi sul territorio nazionale si riporta la distribuzione in termini assoluti della capacità assegnata nelle Aree Nazionali per l'asta al 2022 e la sua distribuzione tra nuova ed esistente.



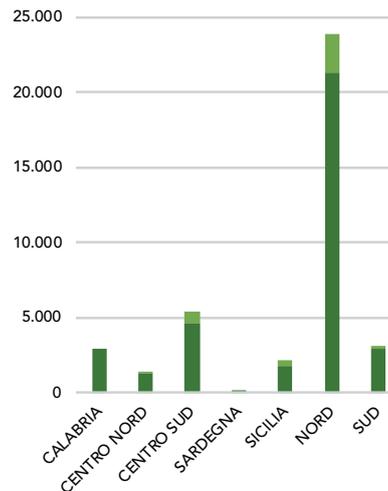
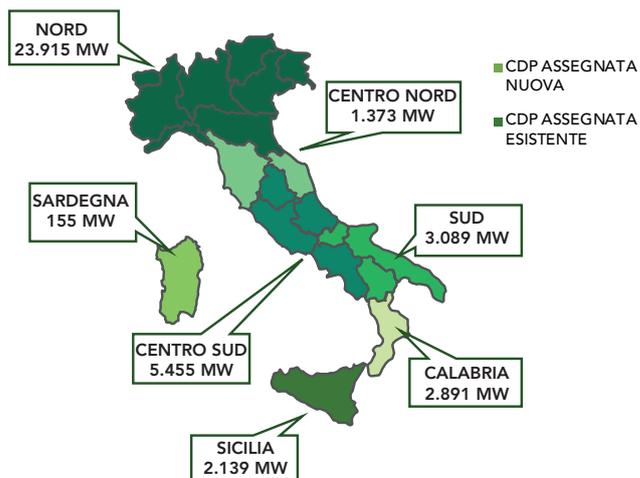
I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market 2022

- Infine, guardando alle tecnologie comprese nella capacità assegnata, per l'asta al 2022 sono stati assegnati **1 GW** di capacità da **Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP)** contro **35,5 GW** di capacità da **fonti non FRNP**.
- Della capacità assegnata nuova la principale tecnologia è **termico combinato**.



I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market 2023

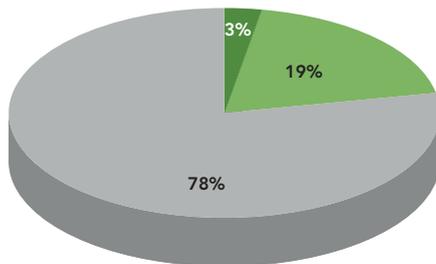
- Passando all'analisi della capacità assegnata per il 2023 sul territorio nazionale, riportiamo la distribuzione in termini assoluti della capacità assegnata nelle diverse Aree Nazionali e la sua distribuzione tra nuova ed esistente.



I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market 2023

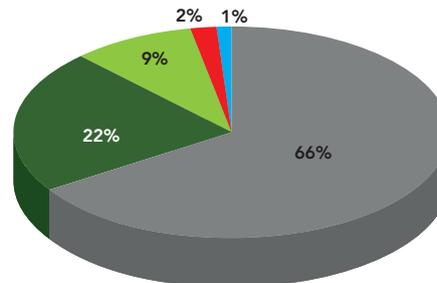
- Infine, guardando alle tecnologie comprese nella capacità assegnata, per l'asta al 2023 sono stati assegnati **1,3 GW** di capacità da **Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP)** contro 38 GW di capacità da fonti non FRNP.
- Della capacità assegnata nuova la principale tecnologia è sempre il **termico combinato**, seguito dal **termico turbogas** e altro termico, ma nell'asta 2023 è risultata più significativa la quota assegnata **agli accumuli**.

CDP assegnata alle FER



■ FRNP ■ Altre FER ■ Non FER

CDP assegnata nuova

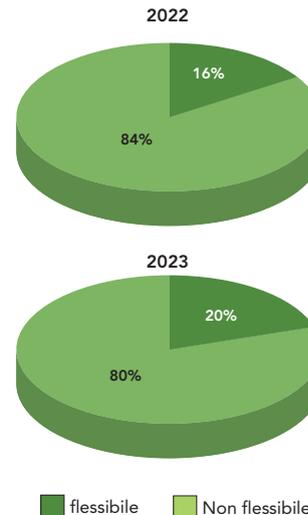


■ Termico combinato ■ Altro termico ■ Accumuli
■ Termico turbogas ■ Solare ■ Idrico serbatoio

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market – confronto aste 2022 e 2023

- Guardando alla flessibilità delle tecnologie considerate, ad entrambe le aste è stata assegnata in **maggioranza capacità non flessibile**, e la maggior parte è capacità non FRNP non flessibile:

- **Unità di Produzione Flessibile:** è un'unità di produzione **rilevante e programmabile** per cui il Richiedente, durante il periodo di consegna, si impegna a rispettare i seguenti Requisiti di Flessibilità:
 - Tempo di avviamento ≤ 4 ore;
 - Tempo minimo di permanenza in servizio ≤ 4 ore;
 - Tempo minimo di permanenza fuori servizio ≤ 4 ore;
 - Gradiente almeno pari a quello richiesto nel Codice di Rete per il servizio di regolazione secondaria;
 - Rapporto tra Potenza Minima e Potenza Massima $\leq 0,5$. Nel caso in cui il Tempo di avviamento sia minore o uguale a 2 ore, tale requisito si considera soddisfatto.



I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market

- Nel rispetto del principio di **neutralità tecnologica** è ammessa la **partecipazione degli impianti a fonti rinnovabile**, ed in particolare la CDP può provenire da:
 - Unità di produzione FRNP rilevanti e non rilevanti esistenti;
 - unità di produzione FRNP rilevanti nuove autorizzate;
 - unità di produzione FRNP rilevanti nuove non autorizzate.
- La partecipazione al meccanismo prevede che i titolari di impianti FRNP siano tenuti ad **offrire, nelle ore appartenenti al picco settimanale di ciascun giorno del periodo di consegna, una quantità complessiva pari alla capacità impegnata** in esito a tutte le fasi del mercato moltiplicata per il numero di ore del giorno appartenenti al picco settimanale.
- Gli impianti incentivati dal GSE dovranno impegnarsi a **rinunciare agli incentivi per l'intero periodo di consegna** (ma sono invece **cumulabili i TEE**), e la **CDP** di ciascuna unità di produzione rilevante e non rilevante di tipo **eolico, solare o idroelettrico fluente** viene calcolata sulla base di **tassi di derating** definiti da Terna prima di ciascuna procedura concorsuale.

Fonte	Tasso di derating 2022	Tasso di derating 2023
Solare	89%	88%
Eolico	82%	83%
Ad acqua fluente	65%	64%

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market

- In tabella si riportano i risultati delle due Aste svolte finora, con periodo di consegna 2022 e 2023. I dati si riferiscono alla CDP nazionale assegnata. Si nota il sostanziale allineamento tra le due aste, in particolare, in entrambe le sessioni i **premi di valorizzazione non si sono discostati dalla base d'asta.**

	Asta 2022	Asta 2023
Totale CDP assegnata [MW/anno]	36.525	39.017
CDP esistente [MW/anno]	34.758	35.013
CDP nuova [MW/anno]	1.767	4.004
Valorizzazione CDP esistente [€/MW/anno]	33.000	33.000
Valorizzazione CDP nuova [€/MW/anno]	75.000	75.000

- Per il 2022 saranno aggiunti circa **1,8 GW** di disponibilità alla punta mentre al 2023 la capacità disponibile alla punta (in probabilità) sarà di **4 GW**. In totale tra il 2022 e il 2023 si avrà dunque una nuova capacità disponibile alla punta per **5,8 GW** che corrisponderà a nuova capacità installata per 7,5 GW, parte della quale in sostituzione di impianti esistenti.

I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico: Il Capacity Market

- Gli effetti del nuovo meccanismo introdotto cominceranno a vedersi dal 2022, anno in cui si renderà efficace la prima asta svolta e la capacità contrattualizzata.
- In particolare, l'attenzione sarà posta sull'andamento dei **segnali di prezzo** sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento, che includeranno le offerte presentate dagli **operatori del Capacity**, i quali dovranno attenersi all'**obbligo di offerta**.
- La riduzione dei prezzi dell'energia si ripercuoterà in termini di **beneficio economico sui consumatori**, che assisteranno ad una diminuzione nei costi delle bollette elettriche.
- Un altro aspetto fondamentale del Capacity Market è l'abilitazione alla progressiva **decarbonizzazione** del Paese, in quanto la maggiore competizione generata da questo mercato farà prevalere sulle altre le tecnologie più efficienti, meno inquinanti e con minori costi di produzione.
- Il parco di generazione si svilupperà dunque verso una maggiore efficienza economico-finanziaria che abilita il phase out del carbone e l'integrazione delle rinnovabili nel mix energetico nazionale.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Il quadro normativo sulle Energy Community 2

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di analizzare il quadro normativo relativo alle Energy Community. Questo viene effettuato tramite:
 - L'analisi delle **definizioni di «comunità energetiche» introdotte a livello comunitario** tramite la *Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)* e la *Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944 (IEM)*, definite all'interno del *Clean Energy for all Europeans Package*;
 - L'analisi del **processo di recepimento delle Direttive europee nel quadro normativo-regolatorio nazionale tramite** il Decreto Milleproroghe 2020, la Delibera 318/20 di ARERA ed il Decreto attuativo del MiSE, propedeutici al completo recepimento delle Direttive europee in tema di «comunità energetiche»;
 - Un approfondimento sul **processo di recepimento delle Direttive europee negli altri Paesi europei** e quale ruolo prefigurano per le comunità energetiche all'interno del sistema elettrico.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Il percorso avviato dal Clean Energy Package

- **Il Clean Energy for all Europeans Package** (CEP), presentato dalla Commissione europea a **novembre 2016** ed approvato nella sua più recente versione a **giugno 2019**, comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica.
- Tra gli obiettivi del Pacchetto di norme, vi è quello di porre le basi per la **promozione del ruolo attivo dei consumatori nell'ambito della transizione energetica**. Uno degli «strumenti abilitanti» più rilevanti in quest'ambito riguarda la definizione delle «**Energy Community**» come un **nuovo attore del settore energetico**.
- Le «**Energy community**» sono state infatti introdotte per la prima volta nel quadro normativo europeo attraverso due Direttive previste dal *Clean Energy for all Europeans Package*:
 - La **Renewable Energy Directive 2018/2001** (meglio conosciuta come **RED II**), pubblicata a **dicembre 2018**, che **definisce le «Renewable Energy Community» (REC**, comunità di energia rinnovabile) e i «**jointly-acting renewable self-consumers**» (autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente);
 - La **Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944** (cosiddetta Direttiva **IEM**), pubblicata a **giugno 2019**, in cui viene fornita la definizione di «**Citizen Energy Community**» (**CEC**, comunità energetica di cittadini) e di «**jointly-acting active customer**» (clienti attivi consorziati).

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Il percorso avviato dal Clean Energy Package

- Le quattro nuove configurazioni introdotte nascono con il comune obiettivo di **superare alcuni limiti posti dalle legislazioni nazionali** relativi al **ruolo delle utenze energetiche**. Allo stesso tempo, però, esse presentano alcune sostanziali differenze, dettate in primo luogo dal contesto all'interno del quale sono state sviluppate:
 - La **direttiva RED II** 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**. La direttiva pone perciò un vincolo alla **tipologia di impianti** che faranno parte delle nuove configurazioni da essa definite, i quali potranno essere **solo alimentati da fonti rinnovabili**. Altro obiettivo cardine della direttiva è quello di affrontare il problema della **povertà energetica**, incentivando **l'inclusione dei clienti vulnerabili** nel percorso verso la transizione energetica.
 - La **direttiva IEM**, invece, si pone come scopo principale quello di **adattare il mercato elettrico dell'UE ai cambiamenti tecnologici e strutturali in atto**. Le configurazioni introdotte, pertanto, si riferiscono solo alla produzione e scambio di **energia elettrica**, prodotta da **fonti rinnovabili o tradizionali**, e sono costituite come nuovi attori del mercato elettrico, autorizzati ad intraprendere attività quali ad esempio la distribuzione e fornitura di energia.



Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Il percorso avviato dal Clean Energy Package



Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Le definizioni

RED II

«Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»

Gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile* che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio.

*Un autoconsumatore di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale

«REC» Renewable Energy Community

- a. Soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- b. gli azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- c. l'obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

IEM

«Clienti attivi consorziati»

Un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma od accumula l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato Membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.

«CEC» Citizen Energy Community

- a. Soggetto giuridico che è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- b. ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; e
- c. può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Le definizioni

- Tali definizioni fanno riferimento a **configurazioni di differente complessità** e sottoposte a **vincoli più o meno stringenti**.
- Le configurazioni di **«autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»** e **«clienti attivi consorziati»** sono il **primo livello di aggregazione** di prosumer riconosciuto, uno «step intermedio» tra l'autoconsumo individuale e le comunità energetiche. Il principale vincolo posto dalle Direttive per gli utenti di queste configurazioni è che, per i membri diversi dai nuclei familiari, le attività che essi vengono autorizzati a portare avanti **non costituiscano la loro principale attività commerciale o professionale**. Non vi è alcuna indicazione circa lo scopo primario (economico, ambientale o sociale) che la loro attività dovrà avere; si apre perciò la possibilità di costituire gruppi di utenti che si uniscono anche con il solo scopo di raggiungere una maggiore convenienza tecnica ed economica delle proprie azioni, grazie all'economia di scala.
- Le **«Renewable Energy Community»** e le **«Citizen Energy Community»**, al contrario, hanno come **«obiettivo principale [quello di] fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità** ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera». Sono perciò enfatizzati gli **aspetti sociali e «comunitari»** di queste nuove configurazioni, prima delle azioni ad essi permesse. Inoltre, c'è una **chiara indicazione su chi può entrare a far parte delle comunità energetiche**: l'enfasi sulla partecipazione e sull'effettivo controllo è posta sui **cittadini**, sugli **enti locali** e sulle **piccole imprese che non sono già attive nel settore energetico**. I membri che vogliono partecipare devono costituirsi come entità giuridica; essi agiranno perciò come una singola entità. Le configurazioni di Comunità Energetica vogliono perciò stimolare la costituzione di una comunità di persone accomunate dall'intento di generare un **impatto positivo** sul proprio territorio, attraverso lo strumento della produzione e consumo collettivo di energia.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Le dimensioni di analisi

- Al fine di offrire una comparazione di dettaglio delle quattro configurazioni introdotte, nelle slide successive sono presentati i **principi** introdotti dalle direttive europee, raggruppati nelle diverse **dimensioni d'analisi** riportate in tabella.

Partecipazione		Si identifica quale categoria di soggetti è ammessa a partecipare alla configurazione come socio o membro, e a quali vincoli essi sono soggetti.
Impianti	Fonte energetica	Si identificano gli asset di generazione ammessi.
	Vettore energetico	Si evidenzia la possibilità di includere o meno l'energia termica .
	Proprietà e gestione	Si identificano eventuali vincoli riguardo ai soggetti che possono detenere la proprietà o gestione degli impianti di generazione.
Perimetro		Si identifica la presenza di un vincolo di prossimità per i membri parte della configurazione, e la relativa definizione.
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Si identificano le attività che la configurazione può implementare.
	Proprietà e gestione della rete	
	Efficienza energetica e altri servizi	

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente

Partecipazione		Possono partecipare clienti finali le cui attività legate all'autoconsumo non costituiscono attività professionale o commerciale principale .
Impianti	Fonte energetica	Solo impianti alimentati da fonti rinnovabili .
	Vettore energetico	Solo impianti per la produzione di energia elettrica .
	Proprietà e gestione	L'impianto di produzione può essere di proprietà e gestito da un terzo , purché questo resti sogetto alle istruzioni degli autoconsumatori collettivi.
Perimetro		I partecipanti devono trovarsi nel medesimo edificio o condominio .
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito; vendita consentita anche tramite accordi di scambi tra pari .
	Proprietà e gestione della rete	Non citata.
	Efficienza energetica e altri servizi	Non vi sono altre attività consentite.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Renewable Energy Community REC

Partecipazione		Possono partecipare a Comunità Energetiche Rinnovabili persone fisiche, autorità locali e PMI.
Impianti	Fonte energetica	Solo impianti alimentati da fonti rinnovabili.
	Vettore energetico	Sono consentiti impianti di generazione di energia elettrica e termica.
	Proprietà e gestione	Gli impianti di produzione sono nella piena disponibilità della comunità.
Perimetro		Gli azionisti o membri devono essere situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito; consentito anche lo scambio di energia all'interno della comunità.
	Proprietà e gestione della rete	Lo Stato Membro può accordare alle REC il diritto di gestire la rete di distribuzione locale*.
	Efficienza energetica e altri servizi	Accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica , direttamente o mediante aggregazione. Altri servizi eventualmente consentiti: fornitura di energia, servizi di aggregazione e altri servizi energetici commerciali*.

(*) Articolo 22 comma 4 lettere b) ed e) della Renewable Energy Directive 2018/2001

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Clienti attivi consorziati

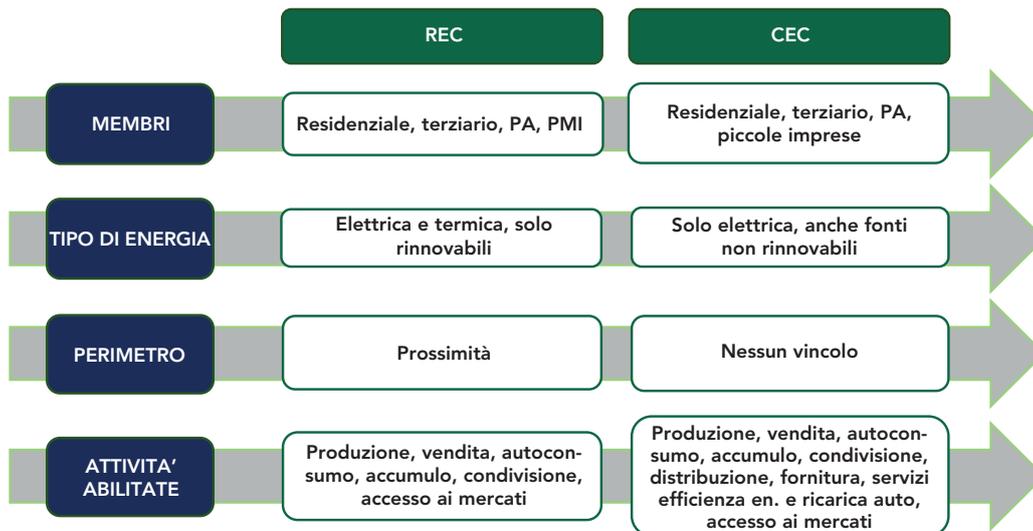
Partecipazione		Possono partecipare clienti finali le cui attività legate all'autoconsumo non costituiscono attività professionale o commerciale principale .
Impianti	Fonte energetica	Non ci sono limitazioni sulla fonte di generazione dell'energia.
	Vettore energetico	Sono considerati solo gli impianti di generazione di energia elettrica .
	Proprietà e gestione	Gli impianti di produzione possono essere gestiti da un terzo, purché questo resti soggetto alle istruzioni dei membri.
Perimetro		I membri e gli impianti da essi detenuti devono trovarsi all'interno di un'area delimitata (a meno di diverse disposizioni da parte dello Stato Membro).
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito.
	Proprietà e gestione della rete	Non citata.
	Efficienza energetica e altri servizi	I clienti attivi possono partecipare a meccanismi di flessibilità e di efficienza energetica .

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Citizen Energy Community CEC

Partecipazione		Possono partecipare a Comunità Energetiche di Cittadini persone fisiche, autorità locali e piccole imprese.
Impianti	Fonte energetica	Non ci sono limitazioni sulla fonte di generazione dell'energia.
	Vettore energetico	Sono consentiti impianti di generazione di energia elettrica e termica.
	Proprietà e gestione	Gli impianti di produzione sono nella piena disponibilità della comunità.
Perimetro		Non è definito alcun perimetro fisico entro cui si debbano trovare i membri e gli impianti appartenenti alla Comunità Energetica.
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito; consentito anche lo scambio di energia all'interno della comunità.
	Proprietà e gestione della rete	Lo Stato Membro può prevedere per le CEC il diritto di possedere, istituire, acquistare o locare reti di distribuzione, e di gestirle autonomamente.
	Efficienza energetica e altri servizi	Accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica , direttamente o mediante aggregazione. Distribuzione, fornitura, servizi di efficienza energetica , servizi di ricarica per i veicoli elettrici o altri servizi energetici.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Analisi comparativa tra REC e CEC

- Per completare l'analisi, si riporta di seguito una comparazione tra le due configurazioni di Comunità Energetica, per evidenziarne le principali differenze.



Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Ulteriori disposizioni

- In aggiunta ai principi illustrati in precedenza, le Direttive RED II e IEM forniscono indicazioni riguardo l'approccio che gli Stati Membri devono seguire nello sviluppo della legislazione nazionale a riguardo.



- Viene specificato che gli Stati Membri devono assicurare che **tutti i clienti finali abbiano il diritto di partecipare a comunità energetiche, mantenendo i propri diritti e doveri di clienti finali, anche quando saranno membri della comunità**; i clienti finali devono anche poter uscire dalla comunità **senza essere soggetti a oneri aggiuntivi**.



- Riguardo le disposizioni economiche, **le comunità energetiche devono essere soggette a procedure ed oneri non discriminatori, equi e proporzionati**, cioè che contribuiscano in modo adeguato alla ripartizione generale dei costi del sistema, tenendo conto dei costi, oneri, prelievi e imposte a cui sono soggetti nell'applicazione delle loro attività di aggregato di utenti.

Il quadro normativo sulle Energy Community a livello comunitario: Considerazioni finali

- Le Direttive RED II e IEM hanno fornito gli strumenti per **innovare il ruolo dei consumatori**, spingendo per una loro **maggiore consapevolezza e coinvolgimento** nella transizione energetica prevista per i prossimi anni.
- È altresì da sottolineare che le Direttive lasciano diversi «**gradi di libertà**» per gli Stati Membri nell'ambito dei recepimenti nazionali. I principali sono:
 - la definizione del **concetto di «prossimità» per le Comunità di Energia Rinnovabile**;
 - la definizione dei **ruoli dei membri e dei soggetti terzi** riguardo la proprietà e gestione degli impianti;
 - la possibilità di accordare alle Comunità di Energia Rinnovabile il diritto di gestire **la rete di distribuzione locale***;
 - la definizione delle partite economiche connesse, con particolare riferimento agli oneri tariffari.
- Il **recepimento** delle due direttive da parte degli Stati membri è obbligatorio ed è soggetto ad una finestra temporale entro la quale deve avvenire, in particolare il limite per la **RED II è fissato a giugno 2021** e il limite per la **IEM a dicembre 2020**.



(*) Articolo 22 comma 4 lettere (B) ed (E) della Renewable Energy Directive 2018/2001

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: La timeline dell'evoluzione normativa

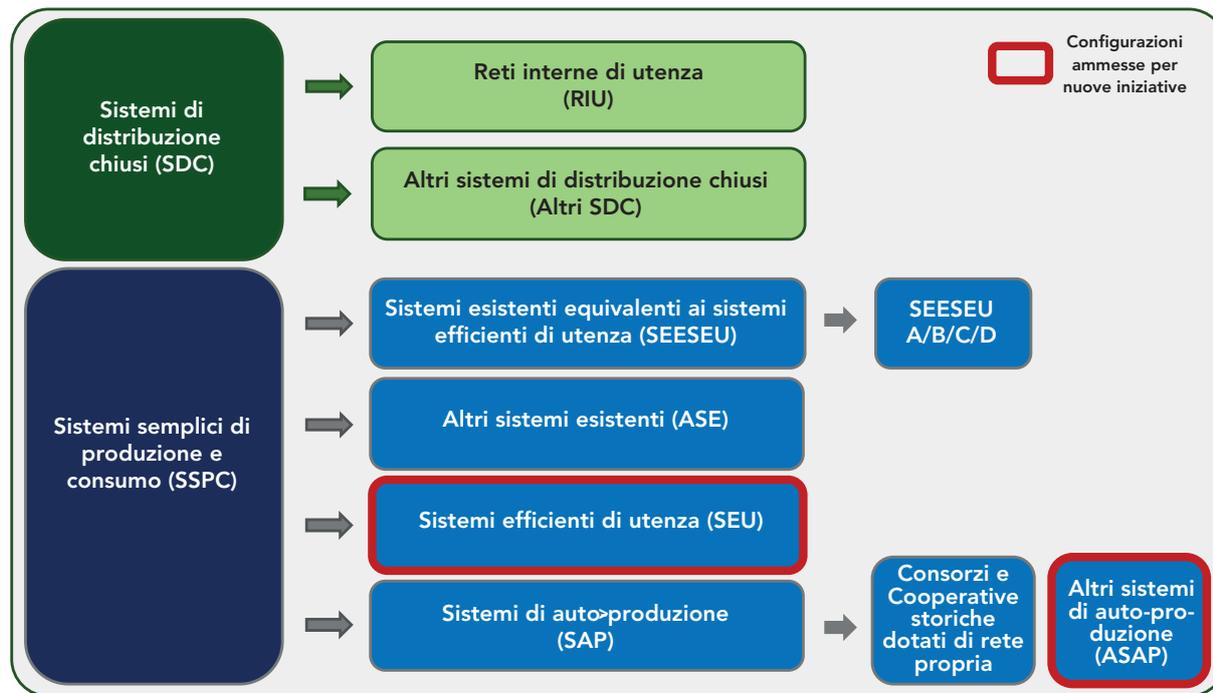
- Ad inizio 2020, l'Italia ha avviato il processo di recepimento della Direttiva RED II precedentemente illustrata, al fine di inserire all'interno del quadro normativo nazionale vigente le nuove configurazioni da essa definite.
- Il percorso è cominciato con il **Decreto Milleproroghe**, entrato in vigore a **febbraio 2020**, con cui sono state **introdotti per la prima volta nella legislazione italiana le definizioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile»**. 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**.



Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Configurazioni previste in precedenza

- 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.
- Negli anni sono state stabilite alcune eccezioni a questa regola per consentire alcune configurazioni di autoconsumo, colmare lacune prodotte dall'innovazione tecnologica o regolarizzare alcuni sistemi esistenti (come nel caso dei Consorzi e Cooperative storiche). Questo percorso ha creato un **quadro normativo-regolatorio frammentato**, che comprende comunque solo **configurazioni «fisiche»**, cioè di utenze collegate agli impianti di produzione tramite la rete elettrica.
- Ad oggi, sono presenti due macro-gruppi di «configurazioni fisiche» relative all'autoconsumo da parte di clienti finali: i **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)** ed i **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, previsti dalla normativa e descritti con due diverse delibere:
 - **Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) 539/2015/R/eel e s.m.i.** che definisce la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)**.
 - **Il Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) 578/2013/R/eel e s.m.i.** che definisce le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria dei **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, ivi inclusi i sistemi efficienti d'utenza (SEU).

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Configurazioni previste in precedenza



Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Configurazioni previste in precedenza

- Tra le configurazioni definite, le uniche ammesse per nuove configurazioni sono i **Sistemi efficienti di utenza (SEU)** e gli **Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP)**, entrambi definiti all'interno dei **Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)**.
- I **Sistemi efficienti di utenza (SEU)** fanno riferimento a configurazioni costituite da uno o più impianti a fonte rinnovabile o CAR. Gli impianti possono servire una sola utenza, che si trovi nello stesso sito degli impianti e sia collegata ad essi con connessione privata; realizzata su un suolo nella piena disponibilità del produttore. Gli impianti devono appartenere ad un unico produttore, anche diverso dal consumatore finale che servono, il quale ha però piena disponibilità del loro utilizzo.
- Gli **Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP)** sono configurazioni senza vincoli riguardo la fonte di energia utilizzata (rinnovabile o tradizionale) e la taglia degli impianti; l'energia prodotta può essere utilizzata, tramite collegamenti privati, dal produttore stesso, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante. Questa configurazione richiede che almeno il 70% dell'energia prodotta venga autoconsumata.
- Le configurazioni nate come SEU o ASAP e che perdano i requisiti qui riportati mutano qualifica e diventano **Altri sistemi esistenti (ASE)**.
- In questo quadro vanno ad inserirsi le nuove configurazioni di «Comunità di Energia Rinnovabile» e «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» le cui principali «novità» riguardano la **possibilità di servire diverse utenze con un unico impianto di produzione e l'approccio allo scambio dell'energia con meccanismo «virtuale»**, in virtù del quale non è necessaria una rete privata che colleghi tutte le utenze coinvolte nella configurazione.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto Milleproroghe 2020

- In data **28 febbraio 2020** è stato approvato in via definitiva il **decreto Milleproroghe 2020**, che al suo interno include l'Art. 42-bis con l'obiettivo di **attivare le configurazioni di comunità di energia rinnovabile e autoconsumo collettivo di energia rinnovabile**, anticipando i tempi di recepimento della direttiva RED II (introducendo di fatto una **fase sperimentale**). È da sottolineare il fatto che **quanto definito dal Milleproroghe non è definitivo, bensì è propedeutico alla definizione dell'assetto definitivo di entrambe le configurazioni**, che sarà sancito con il completo recepimento della direttiva RED II.
- **Le definizioni** di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e di «Comunità di Energia Rinnovabile» sono introdotte nel Decreto citando direttamente le definizioni date dalla Direttiva RED II, **senza sostanziali modifiche** rispetto ad essa.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto Milleproroghe 2020

- Per illustrare le principali novità introdotte dal Decreto utilizziamo la stessa struttura di analisi proposta precedentemente per presentare le caratteristiche delle configurazioni presenti nelle Direttive europee.

Partecipazione	
Impianti	Fonte energetica
	Vettore energetico
	Proprietà e gestione
Perimetro	
Attività	Produzione, vendita, accumulo
	Proprietà e gestione della rete
	Efficienza energetica e altri servizi

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto Milleproroghe 2020

Partecipazione

- Le definizioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile» sono riprese dalla Direttiva RED II senza modifiche, gli utenti che possono quindi diventare membri di queste configurazioni sono:



- Nel caso di autoconsumatori collettivi, possono partecipare **clienti finali** con il vincolo, per i soggetti diversi dai nuclei familiari, che le attività legate all'autoconsumo non costituiscono la loro attività commerciale o professionale principale.



- Nel caso di comunità di energia rinnovabile, possono partecipare **persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali**, a condizione che la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività professionale principale.

Impianti

- Gli impianti facenti parte di queste due configurazioni **possono produrre energia elettrica** da sole tecnologie di generazione da **fonti rinnovabili**, e con impianti di **potenza complessiva non superiore a 200 kW***.
- Le disposizioni del Decreto si applicano ad **impianti che entrano in esercizio tra il 28 febbraio 2020** e i 60 giorni successivi al recepimento della Direttiva RED II** (da effettuarsi entro giugno 2021).

(*) segnaliamo che all'interno della Delibera ARERA 318/2020 il limite di 200 kW di potenza è inteso per singolo impianto

(**) all'interno della Delibera ARERA 318/2020 la data di entrata in esercizio degli impianti è a partire dal 1 marzo 2020

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto Milleproroghe 2020

Perimetro

- Il concetto di prossimità, da rispettare per le due configurazioni, è stato definito nel seguente modo:
 - per gli **autoconsumatori collettivi**, l'appartenenza al medesimo edificio o condominio.
 - per le **REC**, l'ubicazione su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data della creazione dell'associazione, alla medesima cabina secondaria (MT/BT).



Attività

- Le attività permesse alle due configurazioni sono quelle di **produzione, vendita, accumulo e condivisione**, internamente alla comunità, dell'energia prodotta.
- La **condivisione dell'energia prodotta** avviene **utilizzando la rete di distribuzione esistente**. Il decreto **non prevede perciò la creazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato della comunità**.
- Il concetto di **energia condivisa** è definito, infatti, secondo un **approccio «virtuale»**: è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta dagli impianti della comunità ed immessa in rete, e l'energia prelevata dalla rete dall'insieme dei clienti finali associati alla comunità.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto Milleproroghe 2020 – valorizzazione e incentivazione

- Per la quota parte di **energia che risulta essere stata prodotta e condivisa internamente alla comunità** è prevista, all'interno del Decreto:
- **l'esenzione dalle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa**, in quanto istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione (equiparabile all'autoconsumo fisico in situ);
- **l'introduzione di una tariffa incentivante «volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo».**
- Queste due voci saranno oggetto di un **unico conguaglio**.



La determinazione del valore delle componenti non applicabili all'energia condivisa, e quindi oggetto di restituzione da parte del GSE, è **affidata ad ARERA**. Il documento che riporta queste informazioni è la **Delibera ARERA 318/2020**, illustrata nel seguito.



La determinazione degli schemi di incentivazione è invece compito del **Ministero dello Sviluppo economico**. Gli schemi di incentivazione sono stati definiti con il **decreto attuativo del 15 settembre 2020**, illustrato nel seguito.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020

- La **Delibera 318/2020 del 4 agosto 2020 disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica condivisa** da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una Comunità di Energia Rinnovabile. Risponde perciò a quanto definito dal precedente decreto Milleproroghe 2020.
- La Delibera è stata preceduta dal **documento di Consultazione 112/2020** e da un periodo di consultazione, tra aprile e maggio 2020.
- L'Autorità specifica che le disposizioni del provvedimento perseguono principi di **semplicità procedurale, trasparenza e non discriminazione**. Riportiamo i **principali chiarimenti e novità introdotti**, seguendo la medesima struttura mostrata in precedenza.

Partecipazione

- Riguardo le **comunità di energia rinnovabile**, vengono proposte, a titolo d'esempio, alcune delle **forme giuridiche in cui queste si possono costituire**: associazione, ente del terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro.
- All'interno delle configurazioni di **autoconsumatori che agiscono collettivamente**, ai fini della **determinazione dell'energia elettrica condivisa**, possono assumere rilievo anche i **prelievi di clienti finali non facenti parte della configurazione, purché si trovino entro i confini della configurazione**, se essi rilasciano una liberatoria ai fini dell'utilizzo dei propri dati di misura dell'energia elettrica prelevata.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020

Perimetro

- Non sono introdotte modifiche rispetto a quanto definito dal Decreto Milleproroghe in termini di «perimetro».



- Per gli autoconsumatori che agiscono collettivamente, essi devono essere localizzati nell'area afferente il medesimo edificio o condominio, ma **non vi è la definizione di un limite riguardo la porzione di rete (né livello di tensione) ove devono essere ubicati i punti di prelievo.**



- Per le REC, viene evidenziato che il vincolo di essere sottesi alla medesima cabina MT/BT deve essere rispettato al momento della costituzione della comunità energetica, e non è più oggetto di verifica, anche qualora il gestore di rete (DSO) competente dovesse modificare gli assetti della propria rete.

- L'Allegato A della Delibera 318/2020 riporta le **definizioni di condominio ed edificio che hanno validità per lo schema di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:**
- Il **condominio** è un edificio con almeno due unità immobiliari, di proprietà in via esclusiva di soggetti che sono anche comproprietari delle parti comuni* (il suolo su cui sorge l'edificio, i tetti e i lastrici solari, le scale, i cortili e le facciate, le aree destinate a parcheggio, gli ascensori, i sistemi centralizzati di distribuzione e di trasmissione per il gas, per l'energia elettrica, per il riscaldamento ed il condizionamento dell'aria). Similmente, il **supercondominio** si definisce come l'insieme di più unità immobiliari o più condomini di unità immobiliari o di edifici che abbiano parti comuni.
- L'**edificio** è un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a sé stanti*.

(*)Fonte: Codice Civile, Decreto 102/14 e 192/05

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020

Impianti

- Il limite di taglia per gli impianti di produzione di energia rinnovabile è definito a **200 kW per ciascun impianto** appartenente alla configurazione, sia per **REC** che per **autoconsumatori che agiscono collettivamente**.
- Ciascun impianto appartenente alla configurazione deve essere entrato in esercizio a seguito di nuova realizzazione **tra l'1 marzo 2020** ed entro i sessanta giorni solari successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001 (previsto a giugno 2021).
- Possono rientrare all'interno della configurazione anche le sezioni di impianti di produzione oggetto di nuova realizzazione nell'ambito del **potenziamento di un impianto di produzione esistente**, purché l'energia elettrica prodotta da esse sia oggetto di separata misura.
- La **proprietà degli impianti è libera**. Nel caso di autoconsumo collettivo, la proprietà può essere di un soggetto terzo purché esso resti soggetto alle istruzioni degli autoconsumatori; nel caso di comunità di energia rinnovabile la proprietà può essere di un soggetto terzo ma l'impianto deve essere detenuto dalla comunità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà.

Attività

- Le attività permesse alle due nuove configurazioni introdotte non vengono modificate dalla Delibera. Vengono però **definite alcune figure di player terzi e i possibili rapporti che essi possono avere con la comunità**, ossia:
 - il **«referente»** della configurazione, responsabile dei rapporti con il GSE per la costituzione della configurazione e per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
 - il **«produttore»**, responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione interni alla comunità (si vedano slide successive per un approfondimento sul tema).

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020 – referente

- Il «referente» della configurazione è:
 - nel caso di un gruppo di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**:
 - il **legale rappresentante dell'edificio o condominio**, oppure
 - un **produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione che appartengono alla configurazione** (eventualmente il produttore può non fare parte della configurazione – si veda slide successiva).
 - nel caso di una **comunità di energia rinnovabile, la comunità stessa, in qualità di soggetto giuridico**.
- I membri della configurazione danno mandato al **referente per la richiesta al GSE di accesso alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia elettrica condivisa**.
- Il GSE verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità e stipula con il referente della configurazione un apposito **contratto**. Il contratto è oggetto di aggiornamento ogni volta che subentrano modifiche che hanno effetti sul calcolo dei contributi spettanti, quindi anche in ogni caso di inserimento e/o fuoriuscita di clienti finali e/o produttori.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020 – produttore

- Il «produttore» è una persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione. È l'intestatario dell'officina elettrica di produzione e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione. In particolare:
 - nel caso di un gruppo di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, l'impianto può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché esso resti soggetto alle istruzioni del gruppo di autoconsumatori.**
 - nel caso di una **comunità di energia rinnovabile, gli impianti di produzione possono essere gestiti dalla comunità medesima o da un suo membro o da un produttore terzo**, ma devono essere **detenuti dalla comunità di energia rinnovabile** (cioè essa ne ha la **proprietà** o la **piena disponibilità** sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà, quale ad esempio l'usufrutto o il comodato d'uso).

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Delibera ARERA 318/2020 – valorizzazione energia condivisa

- La Delibera ARERA definisce inoltre il **valore delle componenti tariffarie non applicabili all'energia condivisa all'interno delle due configurazioni**, «in quanto istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione (equiparabile all'autoconsumo fisico *in situ*)» e che sono di conseguenza oggetto di restituzione da parte del GSE.
- Il **valore delle componenti tariffarie oggetto di restituzione fissato da ARERA differisce per le due configurazioni** secondo lo schema seguente:



Autoconsumatore
collettivo da FER



Comunità di energia
rinnovabile



Autoconsumatore
collettivo da FER

- Restituzione, per la quota di energia condivisa, delle parti unitarie variabili legate a:
 - trasmissione (TRASE)* e
 - distribuzione (BTAU)**

- Restituzione che rispecchia la riduzione di perdite di rete associata al consumo di energia nel medesimo sito in cui questa è prodotta, pari:
 - nel caso di impianti connessi in bassa tensione, al 2,6% del prezzo zonale orario*** per la quota di energia condivisa.
 - nel caso di impianti connessi in media tensione, al 1,2% del prezzo zonale orario*** per la quota di energia condivisa.

(*)nel 2020 pari a 0,761 c€/kWh

(**) nel 2020 pari a 0,061 c€/kWh

(***) nel 2019 pari, in media, a 5,2 c€/kWh

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto attuativo MiSE – incentivo energia condivisa

- L'ultimo step ad oggi implementato, relativo alla **regolazione delle configurazioni** di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile ed alla **valorizzazione dell'energia condivisa** internamente a queste comunità, è il **Decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 settembre 2020**.
- Il decreto **individua la tariffa incentivante per la remunerazione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle suddette configurazioni**.
- **L'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte delle configurazioni considerate e che risulti condivisa** ha diritto, per un periodo di **20 anni**, ad una **tariffa incentivante** in forma di tariffa in forma feed-in- premium pari a:
 - **100 €/MWh** nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili;
 - **110 €/MWh** nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.
- Inoltre, **l'intera energia prodotta dagli impianti della configurazione ed immessa in rete resta nella disponibilità del referente della configurazione, con facoltà di cessione al GSE**.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto attuativo MiSE – incentivo investimento impianto

SUPERBONUS 110%

- Se l'impianto di produzione appartenente alla configurazione è un **impianto fotovoltaico installato contestualmente a specifici interventi di efficientamento energetico** previsti dal Superbonus 2020 (si veda box dedicato), esso può beneficiare del **Superbonus 110% per la quota di spesa corrispondente ai primi 20 kW** di potenza installata.
- **Questo incentivo** (Superbonus 110%) **non è cumulabile con l'incentivo applicato all'energia condivisa** illustrato in precedenza: l'energia elettrica condivisa sottesa alla quota di potenza dell'impianto che ha accesso al Superbonus è soggetta solo al contributo previsto dalla regolazione di ARERA.
- L'energia elettrica sottesa alla quota di potenza che accede al Superbonus ha **l'obbligo di cessione** al GSE tramite Ritiro Dedicato.

BONUS CASA 50%

- **Per la quota di potenza che eccede i 20 kW** che hanno avuto accesso al Superbonus 110% (e comunque per tutto l'impianto, se non ha beneficiato del Superbonus) spetta la detrazione stabilita dall'articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del Testo unico delle imposte sui redditi (TUIR) che prevede la detrazione dall'imposta lorda (IRPEF) di un importo pari al **50% dell'investimento effettuato, entro il limite di spesa complessivo di 96.000 euro**.
- La quota di energia prodotta dagli impianti che non hanno avuto accesso al Superbonus (che deve essere oggetto di misurazione separata), e che risulti condivisa all'interno della configurazione, è soggetta agli incentivi di 100 e 110 €/MWh introdotti dal Decreto attuativo del MiSE.

Box1: Superbonus 2020

- Tra le misure fiscali previste dal «Decreto Rilancio» (legge n. 34 del 19 maggio 2020) volte a supportare la ripresa economica nel quadro della crisi pandemica attuale, è stabilito un incremento al **110% dell'aliquota di detrazione** delle spese sostenute per interventi volti a:
 - Incrementare l'efficienza energetica degli edifici (**Ecobonus**)
 - **Promuovere** l'installazione di **impianti fotovoltaici** connessi alla rete elettrica
 - **Promuovere** l'installazione di **colonnine per la ricarica di veicoli elettrici**
 - Ridurre il rischio sismico (**Sismabonus**)
- La norma fa riferimento alle spese a carico del contribuente, sostenute tra il **1° luglio 2020 e il 31 dicembre 2021, e possono beneficiarne:**
 - **Persone fisiche (massimo due unità immobiliari)**
 - **Istituti autonomi case popolari (IACP)** od enti simili su immobili adibiti ad edilizia residenziale pubblica
 - **Cooperative di abitazione a proprietà indivisa**
 - **Enti del Terzo Settore** e ASD (Associazioni Sportive Dilettantistiche)
- Riguardo gli interventi di efficienza energetica definiti dall'Ecobonus, ai fini dell'accesso alla detrazione essi devono consentire il **miglioramento di almeno due classi energetiche** (o il conseguimento della classe A+) per l'edificio oggetto dell'intervento.

2. Il quadro normativo sulle Energy Community

- L'aliquota agevolata al 110% si applica a tutti gli interventi contenuti nel DL n.63 del 2013 ma **solo se eseguiti congiuntamente ad interventi cosiddetti «trainanti»**, cioè quelli che riguardano:
 - **Isolamento termico** delle superfici opache (>25% della superficie disperdente lorda dell'edificio)
 - **Sostituzione degli impianti di climatizzazione** invernale esistenti con impianti più efficienti (definiti all'interno del Decreto)
- L'aliquota si applica anche alle opere di demolizione e ricostruzione degli edifici che mantengono la volumetria preesistente.
- Il Decreto Rilancio estende la **detrazione** nella misura al **110% ad interventi di:**
 - **installazione di impianti fotovoltaici**, eventualmente integrati con sistemi di accumulo, **eseguita congiuntamente** a un intervento di riqualificazione energetica o di miglioramento sismico;
 - **installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici, eseguita congiuntamente** a uno degli interventi di riqualificazione energetica.
- **L'installazione su edifici di impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica è soggetta ad un tetto massimo di spesa** di 48.000 € con un limite di spesa a 2.400 €/kW di potenza nominale dell'impianto (1.600 €/kW nel caso di trasformazione sistematica dell'edificio).
- **L'installazione di sistemi di accumulo**, integrati con gli impianti fotovoltaici, è soggetta ad un **tetto massimo di spesa di 48.000 € con un limite di spesa a 1.000 €/kW**.
- **Riguardo l'installazione di infrastrutture per la ricarica** di veicoli elettrici negli edifici non è previsto limite di spesa.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Decreto attuativo MiSE – incentivo investimento impianto

SCAMBIO SUL POSTO

- **Le configurazioni transitorie introdotte dal decreto Milleproroghe sono alternative al meccanismo dello Scambio Sul Posto.** I soggetti che beneficiano dello Scambio Sul Posto per impianti a fonti rinnovabili, entrati in esercizio tra il 1 marzo 2020 e fino a sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del **Decreto attuativo del MiSE**, possono recedere della convenzione di Scambio Sul Posto con il GSE per passare a configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità di energia rinnovabile, accedendo così all'incentivo definito per queste configurazioni.
- Il meccanismo di incentivazione introdotto dal Decreto è **oggetto di monitoraggio** (riguardo i flussi economici ed energetici) allo scopo di acquisire elementi utili per la **riforma generale del meccanismo dello Scambio Sul Posto**, prevista nell'ambito del recepimento della direttiva RED II;

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Considerazioni finali

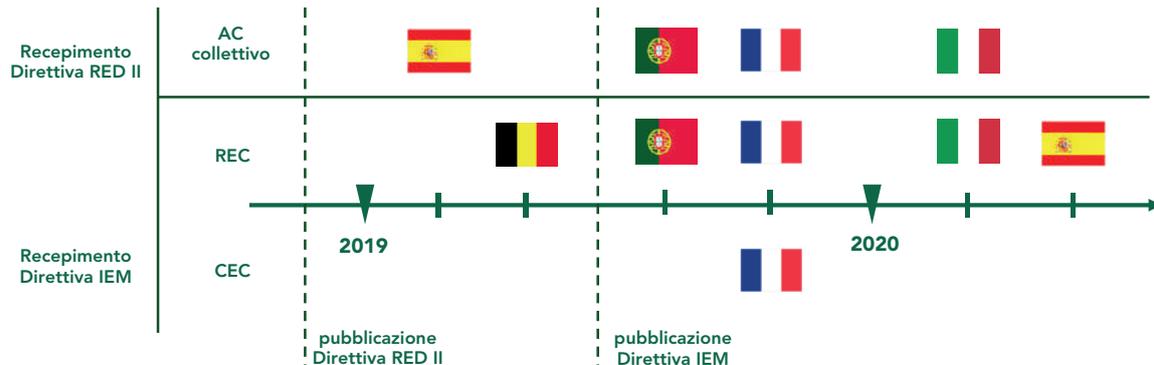
- Il quadro normativo-regolatorio nazionale risulta ad oggi **completo** per l'attivazione della prima fase «pilota», **propedeutica al completo recepimento della Direttiva RED II**. Tale recepimento, da effettuarsi entro giugno 2021, **vedrà con ogni probabilità il rilassamento di alcuni «vincoli» attualmente previsti**, che sono coerenti con l'attuale transitorietà del regime normativo-regolatorio vigente.
- Uno dei principali **punti di attenzione** emersi dal confronto con gli operatori riguarda il **vincolo di ubicazione su reti di bassa tensione** per gli utenti appartenenti alle Comunità di Energia Rinnovabile (in particolare, **sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT**), il quale:
 - determina dei limiti tecnici relativamente alla **taglia degli impianti che possono fare parte di questa configurazione**. Ciò in virtù del fatto che l'installazione di impianti di potenza superiore a 100 kW su rete di bassa tensione è soggetta a decisione del distributore (DSO) responsabile del relativo tratto di rete.
 - risulta **limitante** anche in relazione alle **tipologie di membri che possono fare parte di questa configurazione**, tra cui si annoverano anche le medie imprese, le quali sono generalmente connesse in media tensione. Ciò precludere *de facto* la loro partecipazione alle REC.
- Il **requisito di appartenenza alla medesima cabina di trasformazione MT/BT** comporta la necessità di effettuare un'**istanza di verifica dei POD** candidati a costituire la Comunità di energia rinnovabile al DSO. Quest'ultimo può fornire l'informazione solo con l'approvazione dei titolari dei punti di prelievo; ciò implica che un soggetto che intenda promuovere la costituzione di una nuova comunità di energia rinnovabile non possa sapere a priori quali utenti coinvolgere.

Il quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community a livello nazionale: Considerazioni finali

- Le principali proposte di modifica al perimetro di partecipazione alle Comunità di Energia Rinnovabile sono:
 - per permettere una più ampia ed eterogenea partecipazione alle comunità di energia rinnovabile, eliminare il vincolo di appartenenza alla rete di bassa tensione per gli utenti che vogliono parteciparvi.
 - utilizzare come **vincolo di prossimità l'appartenenza (dei membri di una stessa comunità) al medesimo CAP, cosicché l'insieme degli utenti che possono essere coinvolti sia di più semplice individuazione.**
- Un altro punto oggetto di discussione riguarda il vincolo posto per gli impianti appartenenti alle nuove configurazioni introdotte, che attualmente devono essere esclusivamente impianti di produzione di **energia elettrica da fonti rinnovabili**. Alcuni operatori avanzano la proposta di comprendere tra gli impianti eleggibili, sia per le Comunità di Energia Rinnovabile che per gli autoconsumatori collettivi, la **Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**.
- Infine, un tema oggetto di discrezionalità da parte dei promotori di queste iniziative riguarda **la ripartizione degli introiti derivanti dall'energia condivisa tra i membri delle configurazioni**. Ciò in virtù del fatto che non sono previste specifiche indicazioni su come valutare la quota parte di introito complessivo spettante a ciascun utente, a valle del calcolo cumulativo dell'energia condivisa internamente alla comunità. Le proposte sono di distribuire l'introito equamente tra i membri, o proporzionalmente agli investimenti iniziali sostenuti dai partecipanti ed ai comportamenti «virtuosi» degli stessi, secondo un meccanismo da definire internamente alla comunità.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Visione d'assieme

- Dall'entrata in vigore delle direttive europee RED II e IEM, alcuni **Stati Membri hanno avviato il processo di recepimento nella legislazione nazionale** di quanto previsto per la costituzione delle nuove configurazioni introdotte da suddette direttive.
- Analizzando il processo di recepimento delle Direttive RED II ed IEM negli Stati Membri ad oggi «attivi», emerge che è maggiore il numero di paesi che hanno provveduto al recepimento della RED II (ancorché parziale, e con esclusivo riferimento agli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile ed alle «comunità di energia rinnovabile») rispetto alla IEM (ancorché parziale, e con esclusivo riferimento a alle «comunità energetiche di cittadini»).



Il quadro normativo degli Stati Membri: Timeline

- Nella tabella sono riportati i paesi europei che hanno già avviato il processo di recepimento delle norme relative alle configurazioni europee di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile, REC e/o CEC e le leggi di riferimento.

Paese	AC coll.	REC	CEC	Entrata in vigore	Legge
Spagna	✓	✓	✗	aprile 2019 – giugno 2020	Real Decreto 244/2019 e 23/2020
Belgio	✗	✓	✗	maggio 2019	Decree of the Gouvernement Wallon
Portogallo	✓	✓	✗	ottobre 2019	Lei-Decree n. 162/2019
Francia	✓	✓	✓	novembre 2019	Loi 1147-2019
Italia	✓	✓	✗	febbraio 2020	Decreto Milleproroghe 2020

- È altresì da sottolineare che alcuni Paesi hanno introdotto nella propria legislazione norme che regolano attività di autoconsumo collettivo **precedentemente all'emanazione delle due direttive**. Senza pretesa di esaustività, si riporta nel seguito l'analisi del quadro normativo relativo ad alcuni Paesi ritenuti d'interesse. Sono state riportate le sole informazioni più rilevanti delle regolamentazioni, concentrandosi sui temi già individuati come più rappresentativi delle configurazioni.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Spagna

- In Spagna il **settore elettrico è regolato dalla Legge 24/2013**. Norme specifiche per l'autoconsumo sono state definite con il Regio Decreto 900 del 2015 il quale ha inizialmente espressamente **vietato forme di autoconsumo collettivo** ed introdotto la «**tassa solare**»: una tassa aggiuntiva per i prosumer che volessero rimanere collegati alla rete elettrica nazionale. Lo sviluppo dell'autoconsumo in Spagna è stato quindi **inizialmente ostacolato dal contesto normativo nazionale**.
- A **ottobre 2018** il RDL 15/2018 «sulle misure urgenti per la transizione energetica e la tutela dei consumatori» ha infine abolito la «tassa solare» e il **5 aprile 2019** è stato approvato il Regio Decreto 244/19 **che ha introdotto e regolato ufficialmente la configurazione denominata «autoconsumo collettivo»** definita come «un **gruppo di più consumatori alimentati, in modo concordato, con energia elettrica proveniente da impianti di produzione vicini a quelli di consumo e ad essi associati**». Questa è una configurazione associabile agli «**autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**»;
- I **partecipanti** allo schema di autoconsumo collettivo devono definire **la percentuale di energia prodotta che corrisponde a ciascuno dei membri**. Se non viene stipulato un accordo, viene imposta una percentuale di default, proporzionale alla potenza a contratto di ciascun membro.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Spagna

- Gli impianti di produzione sono considerati «vicini» ai consumatori se, alternativamente:
 - sono collegati in bassa tensione allo stessa cabina di trasformazione
 - sono collegati in bassa tensione entro un raggio di 500 metri
 - condividono le prime 14 cifre del riferimento catastale
 - sono collegati da una rete interna
- A giugno 2020, con il Regio Decreto 23/2020, è stata introdotta nella legislazione spagnola la configurazione di «comunità di energia rinnovabile», riprendendo la definizione data dalla direttiva RED II senza però definirne, ad oggi, le norme applicative.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Belgio

- Attraverso il decreto del **2 maggio 2019 (pubblicato a settembre 2019)** è stata introdotta in **Belgio** la definizione di **comunità di energia rinnovabile**. La definizione di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente non è stata invece inserita** in questo decreto.
- La comunità di energia rinnovabile è stata definita come **entità giuridica composta da membri che condividono, attraverso la rete di distribuzione pubblica, l'energia elettrica prodotta esclusivamente da fonti energetiche rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento**.
- Gli **impianti devono essere di proprietà di detta entità giuridica**, ed essere situati all'interno del **perimetro locale** in cui opera; l'obiettivo primario della comunità è fornire **benefici ambientali, economici e sociali per i suoi partecipanti, piuttosto che cercare profitto**.
- Il «**perimetro locale**» è stato definito come il perimetro entro cui i punti di prelievo ed immissione sono posti **a valle di una o più cabine di trasformazione MT/BT e sono inoltre localizzati all'interno di un'area geografica che comprende una porzione di rete tecnicamente, socialmente, ambientalmente ed economicamente** ottimale al fine di promuovere l'autoconsumo collettivo locale di energia elettrica.
- Le comunità di energia rinnovabile possono **produrre, consumare, immagazzinare e vendere elettricità** ma agiscono con il principale **obiettivo di massimizzare l'energia autoconsumata**. I membri possono essere persone fisiche, autorità locali o piccole e medie imprese, la cui partecipazione non costituisca la principale attività commerciale o professionale.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Belgio

- La comunità deve individuare **il responsabile della gestione delle attività della comunità** e dei contatti con il DSO e la Commissione per l'Energia. Questo compito può essere **svolto dalla comunità**, come ente giuridico, **o essere delegato ad un soggetto terzo**.
- Ogni comunità di energia rinnovabile determina nei propri **statuti** le regole relative alla rappresentanza dei propri partecipanti. I partecipanti stipulano ciascuno un accordo con la comunità di energia rinnovabile sui propri diritti e doveri, comprese le regole per lo scambio, **per determinare la quantità di energia elettrica assegnata a ciascun partecipante** e il meccanismo di fatturazione dell'elettricità autoconsumata collettivamente.
- **L'elettricità autoconsumata collettivamente** è definita come **l'elettricità prodotta dalla comunità delle energie rinnovabili e consumata dai suoi partecipanti durante lo stesso periodo trimestrale**.
- La definizione di tutte le disposizioni specifiche è rimandata a **futuri atti normativi**, non ancora emanati alla data di chiusura del presente rapporto (ottobre 2020).

Il quadro normativo degli Stati Membri: Portogallo

- L'iter di recepimento della Direttiva RED II in Portogallo è iniziato il **25 ottobre 2019**, con la pubblicazione del **Decreto Lei 162/2019**. Fino a quel momento, l'autoconsumo era regolato dal decreto-legge 153/2014, il quale permetteva solo forme di **autoconsumo individuale**, da fonti rinnovabili e non. Il Decreto di ottobre 2019 introduce i concetti di autoconsumo collettivo, limitatamente all'uso di fonti rinnovabili, e di **Comunità di Energia Rinnovabile**.
- Gli **autoconsumatori collettivi** devono trovarsi nello **stesso condominio o edificio**, o in una stessa **area residenziale, industriale, commerciale o agricola delimitata**; non vi è vincolo riguardo il livello di tensione a cui devono essere collegati gli impianti.
- Gli **autoconsumatori collettivi** devono approvare un regolamento interno che definisca, come minimo, i requisiti per l'accesso e l'uscita dei soci, le maggioranze deliberative, **le regole per la gestione dell'energia elettrica prodotta e condivisa internamente alla comunità con i rispettivi coefficienti di distribuzione**, la destinazione dell'energia in eccesso rispetto all'autoconsumo.
- Le **comunità di energia rinnovabile** devono costituirsi come **soggetto giuridico, con o senza scopo di lucro**; i soci o azionisti possono essere persone naturali o collettive (con attenzione alle famiglie a basso reddito o vulnerabili), piccole e medie imprese, enti locali (a cui viene fornito un supporto normativo e formativo particolare), che rispettino i seguenti requisiti:
 - I membri si trovano nelle **vicinanze** degli impianti di energia rinnovabile della comunità energetica o svolgono attività relative ad essi;

Il quadro normativo degli Stati Membri: Portogallo

- Gli impianti devono essere **di proprietà e sviluppati dalla comunità come soggetto giuridico**;
- Il soggetto giuridico ha l'obiettivo principale di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai membri o ai luoghi in cui opera la comunità invece di profitti finanziari.
- Le comunità di energia rinnovabile possono **condividere** al proprio interno l'energia rinnovabile prodotta dalle unità produttive possedute ed **accedere a tutti i mercati dell'energia**, sia direttamente che mediante aggregazione.
- Riguardo le **attività** permesse, le comunità di energia rinnovabile e gli autoconsumatori collettivi possono **produrre, consumare, immagazzinare e vendere energia elettrica rinnovabile**, anche attraverso lo **scambio tra pari**. Possono inoltre **sviluppare e gestire reti elettriche interne private quando non vi è accesso alla rete pubblica**.
- Per entrambe le configurazioni, i membri devono **designare un ente** che sarà **responsabile degli atti di gestione operativa** delle attività, inclusa la gestione della rete interna se presente. Nel caso della comunità di energia rinnovabile, la comunità stessa può svolgere questa attività.
- La quota di energia autoconsumata viene calcolata con **periodo temporale di 15 minuti**. **L'energia autoconsumata da ciascun membro è calcolata attraverso i coefficienti di distribuzione fissati dal regolamento interno**.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Portogallo

- La nuova legge garantisce che i costi del sistema elettrico nazionale siano condivisi in modo equo e imparziale, sia dalle aziende che dai cittadini interessati a partecipare, ma **senza sovvenzioni pubbliche**. Per entrambe le configurazioni c'è **l'obbligo di dimensionare l'impianto il più possibile proporzionato alla domanda di energia dei membri**.
- La condivisione di energia avviene per entrambe le configurazioni attraverso la **rete pubblica o privata a seconda delle necessità**: la colonna montante interna agli edifici è considerata rete privata, ma se due edifici fanno parte della stessa configurazione possono usare la rete pubblica di connessione tra loro.
- I concetti di «**vicinanza**» tra i membri e gli impianti, e «**area delimitata**» per gli autoconsumatori collettivi, vengono per ora **valutati caso per caso** dalla Direzione Generale dell'Energia, su **principi di continuità fisica e geografica**.
- Il decreto legge è entrato in vigore dal 1 gennaio 2020 per progetti di autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile provvisti di smart meters e che si trovano allo stesso livello di tensione, rimandando a gennaio 2021 gli altri progetti. Tutte le disposizioni sono ad ora in **via sperimentale**, saranno soggette a modifiche a seconda dell'esperienza accumulata.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Francia

- In Francia l'autoconsumo è regolato dal **Capitolo 5 del «Code de l'énergie»**. **Da luglio 2016** esso contiene la regolazione riguardo forme di **autoconsumo collettivo**, definito inizialmente come gruppo di produttori e consumatori, legati da una forma giuridica, i cui punti di prelievo ed immissione si trovano **a valle della stessa cabina di trasformazione MT/BT**.
- Questa legge è stata modificata tramite la **Loi 1147 dell'8 novembre 2019**, con cui è iniziato il recepimento della **direttiva RED II**.
 - Il **perimetro** di azione della configurazione di **autoconsumo collettivo** è stato modificato e posto, in linea con la direttiva, allo **stesso edificio**.
 - È stata aggiunta la definizione di **«autoconsumo collettivo esteso»** per la quale è stato posto il vincolo per i produttori e consumatori di avere i punti di prelievo ed immissione collegati in bassa tensione e **a valle della stessa cabina di trasformazione MT/BT**, vincolo precedentemente previsto per la configurazione di autoconsumo collettivo semplice.
 - I membri possono perciò trovarsi in edifici diversi, a condizione che i punti di prelievo e iniezione dei partecipanti più distanti non distino più di 2 km l'uno dall'altro. Nella Francia continentale, la potenza cumulativa degli impianti di produzione che partecipano all'operazione non deve superare i 3 MW.
 - Per entrambe le configurazioni di autoconsumo collettivo rimane il vincolo di costituirsi **in forma giuridica**.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Francia

- Gli impianti dell'autoproduttore possono essere di **proprietà o gestiti da una terza parte** non facente parte della configurazione, purché subordinato alle istruzioni dell'autoproduttore.
- È stata introdotta la definizione di **comunità di energia rinnovabile**, ricalcando quella data dalla direttiva RED II.
- Alcune disposizioni della legge dell'8 novembre 2019 fanno inoltre riferimento a **Comunità Energetiche di Cittadini**, citando l'articolo 16 della direttiva IEM, senza che **però questa configurazione sia pienamente definita e regolata**.
- Una **comunità di energia rinnovabile** è autorizzata a:
 - Produrre, consumare, immagazzinare e vendere energia rinnovabile, anche attraverso contratti di acquisto di energia elettrica rinnovabile;
 - Condividere, all'interno della comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità produttive di proprietà di detta comunità;
 - Accedere a tutti i mercati energetici rilevanti, direttamente o tramite un aggregatore.
- **Le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche di cittadini non possono possedere o gestire porzioni di rete di distribuzione.**

Il quadro normativo degli Stati Membri: Francia

- Alla fine del 2019 sono stati commissionati circa venti progetti sperimentali di autoconsumo collettivo. La fase pilota è conclusa a marzo 2020, quando è stata eliminata dalla normativa una nota che specificava che i progetti di autoconsumo collettivo sarebbero stati di natura sperimentale per un periodo di cinque anni.
- Le modalità di applicazione delle norme riguardo le comunità energetiche rinnovabili verranno specificate da un decreto del Consiglio di Stato che ad oggi non è stato ancora pubblicato; sono in corso le consultazioni con le parti interessate.

Box2: il caso dell'Austria

- Ad agosto 2020 è stata presentata la nuova «**legge sulla diffusione delle energie rinnovabili**» («**Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020**») che introdurrà nella legislazione austriaca le due definizioni di **Comunità di energia rinnovabile** e **Comunità energetiche di cittadini** in vista del recepimento delle Direttive europee; il testo è attualmente in fase di valutazione per **entrare in vigore il 1 gennaio 2021**.
- Il disegno di legge prevede di **recepire fedelmente le Direttive** per quanto riguarda i **membri** che possono farne parte ed il **perimetro**, fissato per le Comunità di energia rinnovabile ai membri e agli impianti di generazione con punti di prelievo ed immissione posti in bassa tensione e **sotto la stessa cabina di trasformazione MT/BT**. In entrambe le configurazioni la comunità può essere **proprietaria e gestire la rete di distribuzione**.
- Per entrambe le configurazioni, gli utenti dovranno definire un documento fondante che fissi **la distribuzione tra gli utenti dell'energia generata**, l'allocazione dell'energia prodotta e non consumata dagli utenti, i soggetti responsabili della gestione e manutenzione degli impianti, e chi se ne assume i costi.
- Verranno inoltre introdotte le «**Comunità di Energie Rinnovabili per le reti di riscaldamento locali**» i cui membri (persone fisiche, autorità locali o piccole e medie imprese) possono gestire una **rete di riscaldamento locale**.

- **L'autoconsumo collettivo** è invece già stato normato in Austria, attraverso un **emendamento alla legge sull'elettricità (EIWOG) del 2017, e perciò precedente all'emanazione della direttiva RED II.** Questa configurazione si riferisce ad **utenti, residenziali o commerciali, che si trovano in uno stesso edificio**; le reti elettriche interne ai condomini sono definite come private, perciò gli utenti possono condividere l'energia prodotta dall'impianto condominiale attraverso di esse, secondo un meccanismo di **condivisione «fisica» dell'energia.**

Il quadro normativo degli Stati Membri: I provvedimenti preesistenti

- Riportiamo infine le politiche più interessanti attuate da alcuni altri paesi dell'Unione in materia di autoconsumo collettivo. Questi Paesi **non hanno ancora avviato il recepimento** delle direttive RED II e IEM ma hanno una **storia rilevante riguardo progetti di produzione di energia con coinvolgimento della comunità**. Riportiamo le principali politiche che hanno permesso questo sviluppo.

Germania

In Germania l'autoconsumo è regolato dalla "Erneuerbare-Energien-Gesetz" (EEG), approvata nel 2000, che è anche il testo per la promozione delle energie rinnovabili.

- Garantisce tariffe incentivanti fisse per chi genera energia rinnovabile, per un periodo di 20 anni. Ciò ha incoraggiato clienti residenziali a investire per impianti fotovoltaici, immettendo l'elettricità prodotta in rete o autoconsumandola.
- Grazie a questa legge, **i cittadini possono anche unirsi per investire in impianti su larga scala, che sarebbero troppo costosi per i singoli individui**. Questi progetti di proprietà dei cittadini **possono includere anche aziende o comuni** tra i loro membri.

Il quadro normativo degli Stati Membri: I provvedimenti preesistenti

- Nel 2017 il cosiddetto "Mieterstrmarketsell" ha consentito progetti energetici collettivi a scala edilizia: **gli abitanti di un edificio residenziale possono consumare l'energia generata da un impianto situato all'interno del perimetro dell'edificio**. L'energia prodotta e consumata in loco non passa attraverso la rete pubblica ma solo attraverso la **rete condominiale, la configurazione adottata è perciò di tipo «fisico»**. Al fine di garantire a tutti gli utenti del condominio la libertà di partecipare o meno al modello di autoconsumo, è necessario installare più smart meter per collegare virtualmente gli utenti non partecipanti a monte del punto di connessione condominiale. L'impianto deve avere una potenza massima di 100 kW.

Danimarca

- In Danimarca non esistono leggi sull'autoconsumo collettivo negli edifici o nelle comunità energetiche, ma si ha una lunga e consolidata tradizione di **cooperative di energia rinnovabile** grazie ad alcune misure di sostegno:
 - lo schema "opzione di acquisto" **obbliga i promotori di progetti di impianti di energia eolica a offrire il 20% delle quote finanziarie dei nuovi progetti ai cittadini locali**. I coinvestitori locali condividono gli stessi diritti, obblighi, rischi e benefici degli altri investitori.
 - il Fondo di Garanzia fornisce **garanzie finanziarie alle istituzioni finanziarie che prestano denaro alle cooperative locali** di energia eolica.

Il quadro normativo degli Stati Membri: I provvedimenti preesistenti

- Le cooperative devono avere almeno 10 persone fisiche che vivono **entro un raggio di 4,5 chilometri** e hanno diritti di codecisione come membri.

Svizzera

- Anche se la Svizzera non è uno Stato membro dell'Unione Europea, è interessante analizzare anche questo caso per la vicinanza al territorio dell'UE. L'autoconsumo collettivo è introdotto in Svizzera dalla **legge sull'energia adottata nel 2016** (Energiegesetz, EnG). Con questo regolamento, l'elettricità prodotta localmente (**da fonte rinnovabile o tradizionale**) può essere consumata localmente da un «**consorzio di autoconsumo**» («Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» - ZEV) o venduta alla rete. La ZEV può essere organizzata dagli stessi residenti o da un fornitore di servizi esterno. Tutti i punti di prelievo ed immissione coinvolti devono trovarsi dietro uno stesso punto di accoppiamento comune e **la rete pubblica non può essere utilizzata**, in modo che la ZEV possa essere considerata dal gestore della rete pubblica come un consumatore finale. La gestione della rete privata è a carico della ZEV stessa.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Le dimensioni di analisi

- Allo scopo di una più chiara analisi e confronto con la normativa italiana e le Direttive europee, le informazioni riportate vengono ora presentate con lo stesso schema di analisi usato precedentemente per presentare le Direttive e la normativa italiana.
- L'analisi viene svolta separatamente per le configurazioni di «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «comunità di energia rinnovabile».

Partecipazione	
Impianti	Fonte energetica
	Vettore energetico
	Proprietà e gestione
Perimetro	
Attività	Produzione, vendita, accumulo
	Proprietà e gestione della rete
	Efficienza energetica e altri servizi

Il quadro normativo degli Stati Membri: Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile

		Francia	Spagna	Portogallo
Partecipazione		Gruppo di produttori e consumatori legati da una forma giuridica	Gruppo di più consumatori	Gruppo di più consumatori
Impianti	Fonte energetica	Rinnovabile	Rinnovabile o tradizionale	Rinnovabile
	Vettore energetico	Elettrico	Elettrico	Elettrico
	Proprietà e gestione	Proprietà e gestione possono essere in capo a un terzo, purché soggetto alle istruzioni dei membri.	-	-
Perimetro		Stesso edificio. Per la definizione di "autoconsumo collettivo esteso": punti di prelievo ed immissione posti in bassa tensione e a valle della stessa cabina di trasformazione MT/BT; i partecipanti più distanti non distino più di 2 km l'uno dall'altro.	Gli impianti di produzione devono essere vicini ai consumatori ad essi associati. Si considerano «vicini» se sono, alternativamente: <ul style="list-style-type: none"> • collegati in BT allo stesso centro di trasformazione • collegati in BT entro un raggio di 500 metri • condividono le prime 14 cifre del riferimento catastale • collegati da una rete interna 	Gli impianti di produzione devono essere nello stesso condominio o edificio, o in una stessa area residenziale, industriale, commerciale o agricola delimitata. Il concetto di «area delimitata» è per ora valutato caso per caso dalla Direzione Generale dell'Energia, su principi di continuità fisica e geografica.
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito	Consentito	Consentito
	Proprietà e gestione della rete	-	-	La condivisione di energia avviene per entrambe le configurazioni attraverso la rete pubblica o privata seconda delle necessità.
	Efficienza energetica e altri servizi	Non vi sono altre attività consentite.	Non vi sono altre attività consentite.	Non vi sono altre attività consentite.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Autoconsumatori di energia rinnovabile

Partecipazione e impianti

- Riguardo ai membri e agli impianti ammessi in questa configurazione, gli **Stati si sono attenuti alle disposizioni della Direttiva RED II**, eccetto che per la Spagna, la quale ammette configurazioni di autoconsumatori che agiscono collettivamente alimentati anche da impianti non rinnovabili.

Perimetro

- Riguardo i vincoli geografici che i membri e gli impianti appartenenti alla configurazione devono rispettare, si evidenzia che **Spagna, Portogallo e Francia hanno proposto un perimetro più ampio rispetto a quello presente nella Direttiva**, rispettato invece dall'Italia. Bisogna però ricordare che queste disposizioni possono essere soggette a modifica in fase di pieno recepimento della Direttiva, che deve ancora avvenire in tutti i Paesi citati.

Attività

- Anche riguardo le attività permesse a queste nuove configurazioni, **le disposizioni della Direttiva sono state riprese fedelmente**, permettendo solo attività di produzione, consumo, vendita ed accumulo di energia. **Non vi è l'autorizzazione alla gestione della rete interna alla comunità**, anche se nel caso del Portogallo questa può essere, almeno in parte, privata.

2. Il quadro normativo sulle Energy Community

Il quadro normativo degli Stati Membri: Comunità di energia rinnovabile

		Francia	Portogallo	Belgio
Partecipazione		Persone fisiche, autorità locali e PMI.	Persone naturali o collettive, enti locali e PMI, con o senza scopo di lucro.	Persone fisiche, autorità locali e PMI la cui partecipazione non sia la principale attività commerciale o professionale.
Impianti	Fonte energetica	Rinnovabile	Rinnovabile	Rinnovabile o CAR
	Vettore energetico	Elettrico	Elettrico	Elettrico
	Proprietà e gestione	Gli impianti sono nella piena disponibilità della comunità.	Gli impianti sono di proprietà e sviluppati dalla comunità.	Gli impianti sono di proprietà della comunità.
Perimetro		Non sono ancora stati specificati i limiti geografici/tecnici da rispettare.	I membri si trovano nelle vicinanze degli impianti o svolgono attività relative ad essi; il concetto di «vicinanza» è per ora valutato caso per caso dalla Direzione Generale dell'Energia, su principi di continuità fisica e geografica.	I punti di prelievo ed immissione si trovano a valle di una o più cabine di trasformazione MT/BT e sono all'interno di un'area geografica e una porzione di rete tecnicamente, socialmente, ambientalmente ed economicamente ottimale al fine di promuovere l'autoconsumo collettivo locale.
Attività	Produzione, vendita, accumulo	Consentito; consentito anche lo scambio di energia all'interno della comunità.	Consentito; consentito anche lo scambio di energia all'interno della comunità, anche attraverso lo scambio tra pari	Consentito
	Proprietà e gestione della rete	Le comunità non possono possedere o gestire porzioni di rete di distribuzione.	Le comunità possono stabilire e gestire reti elettriche interne private quando non vi è accesso alla rete pubblica.	Le comunità non possono possedere o gestire porzioni di rete di distribuzione.
	Efficienza energetica e altri servizi	Possono accedere a tutti i mercati energetici rilevanti, direttamente o tramite un aggregatore.	Possono accedere a tutti i mercati dell'energia, direttamente o tramite un aggregatore.	Non consentito

Nota: nello schema non viene analizzato il recepimento avvenuto in Spagna poiché la normativa non ha ancora raggiunto questo livello di dettaglio.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Comunità di energia rinnovabile

Partecipazione e impianti

- La **definizione della configurazione** è stata ripresa fedelmente da tutti gli Stati che l'hanno introdotta nella loro legislazione; gli Stati Membri **si sono attenuti alle disposizioni della Direttiva RED II in tema di membri e impianti** che possono farne parte.
- È da segnalare **l'apertura ad impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento applicata in Belgio**.
- Riguardo **la proprietà e gestione degli impianti**, in tutti gli Stati è imposta la **piena disponibilità degli stessi verso la Comunità**, così come definito dalla Direttiva; **la proprietà rimane nelle mani dei membri nel caso del Belgio e del Portogallo**.

Perimetro

- La definizione del **perimetro** della Comunità è un tema lasciato aperto dalla Direttiva, che ha posto la definizione di **«prossimità»** in capo agli Stati Membri; in Francia e in Portogallo questa non è ancora stata definita.
- Interessante il caso del **Belgio**, per il quale i punti di prelievo ed immissione si trovano a valle **di una o più cabine di trasformazione MT/BT** e sono all'interno **di un'area geografica e una porzione di rete tecnicamente, socialmente, ambientalmente ed economicamente ottimale** al fine di promuovere l'autoconsumo collettivo locale. Il limite a «una o più» cabine di trasformazione permette la costituzione di Comunità più ampie, ed il richiamo al perimetro «tecnicamente, socialmente, ambientalmente ed economicamente ottimale» rispecchia i principi posti dalla Direttiva RED II nella definizione delle Comunità Energetiche.

Il quadro normativo degli Stati Membri: Comunità di energia rinnovabile

Attività

- Riguardo le attività permesse alle Comunità di Energia Rinnovabile, queste risultano essere piuttosto eterogenee:
 - solo il **Portogallo** cita la possibilità di attivare **scambi di energia tra pari (P2P)** e di **stabilire e gestire reti elettriche private interne alla comunità**. **Gli altri Paesi invece non hanno per ora permesso queste attività, similmente all'Italia.**
 - **Francia e Portogallo**, come in Italia, permettono **l'accesso delle Comunità di Energia Rinnovabile a tutti i mercati dell'energia** (direttamente o mediante un aggregatore).



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community 3

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di analizzare le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community. In particolare, l'analisi si focalizzerà su:
 - **Le configurazioni tecnologiche abilitanti** individuando le architetture tecnologiche che abilitano la creazione e gestione delle configurazioni di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e di comunità energetiche ed analisi delle attuali caratteristiche tecniche ed economiche;
 - Le caratteristiche tecnico-economiche delle **piattaforme di gestione** di una Energy Community;
 - La mappatura dello stato dell'arte delle **tecnologie di accumulo** di piccola taglia ed analisi delle principali caratteristiche tecnico-economiche attuali ed attese;
 - Le caratteristiche tecnico-economiche dei **dispositivi di campo necessari per abilitare la partecipazione al MSD di risorse distribuite di piccola taglia.**

Indice capitolo

Analisi delle configurazioni tecnologiche abilitanti

Le piattaforme di gestione

I sistemi di storage

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD

Le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community

- A partire dall'analisi del quadro normativo-regolatorio in tema di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e Comunità energetiche (si veda Capitolo 2), e grazie al **confronto con gli operatori**, sono **identificate ed analizzate le soluzioni tecnologiche che possono essere implementate nell'ambito di tali configurazioni**.
- Le configurazioni sopracitate presentano **diverse «caratteristiche strutturali»**, ad esempio in termini di **perimetro, membri ed attività**. È altresì 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).
- L'esposizione dei risultati all'interno della presente sezione segue un approccio di **complessità tecnologica crescente**, a partire da configurazioni di più semplice implementazione (in cui gli investimenti tecnologici per avviare l'iniziativa sono piuttosto limitati), fino a quelle più ampie ed eterogenee in termini di impianti inclusi all'interno della configurazione.

Le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community

- Rifacendosi al quadro normativo-regolatorio vigente in Italia, si evidenzia come il **livello di «complessità»** (*) delle configurazioni cresca passando da autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile a Comunità Energetiche Rinnovabili, dinamica che si riflette sull'articolazione della **struttura tecnologica** abilitante.



- È altresì da sottolineare che l'effettivo **livello di «complessità»** che caratterizza ciascuna iniziativa di autoconsumo collettivo da fonte rinnovabile o comunità energetica dipenda dal **numero e tipologia di attività effettivamente messe in atto, che potrebbero essere un sottoinsieme di quelle consentite** dalla normativa per ciascuna configurazione.

(*) In termini di perimetro, attività abilitate e membri.

Raccolta dati di misura: Il quadro normativo - Delibera 318/2020

- In questo contesto, un approfondimento specifico merita il tema dei dati di misura che devono pervenire al GSE al fine della stima **dell'energia condivisa oggetto di incentivazione nell'ambito delle diverse configurazioni**.
- **L'Allegato A della Delibera ARERA 318/2020** chiarisce quali sono i **dati di misura che devono pervenire al GSE** a tale scopo. **In particolare, i dati di misura** a cui si fa riferimento **per ogni punto di connessione (POD)** compreso all'interno delle suddette configurazioni sono:
 - Misure dell'energia elettrica **immessa oraria**;
 - Misure dell'energia elettrica **prelevata oraria**.
- Nel caso di connessione su rete di **bassa tensione**, in relazione ai punti di misura di connessione, di generazione e di consumo, il **sogetto responsabile** di tutte le operazioni che costituiscono la gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica è **l'impresa distributrice (DSO)**. Quest'ultima, infatti, ha accesso ai registri del contatore e si occupa di trasmettere al GSE i dati di misura.



Dati di misura



Impresa
distributrice

Dati di misura



Raccolta dati di misura: Il quadro normativo - Delibera 318/2020

- L'impresa distributrice è tenuta a **trasmettere al GSE** le misure dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata **distinguendo tra punti di connessione trattati orari e punti di connessione non trattati orari**.
- Il **trattamento su base oraria** è definito nel TIS come «l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un **misuratore orario**, da un **misuratore 1G programmato orario** o da un **misuratore 2G** per la valorizzazione, su base oraria, dell'energia elettrica immessa o prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento».
- Nel caso di punti di connessione **non trattati orari**, è compito del **gestore di rete configurare i misuratori elettronici** per la rilevazione dei dati di misura orari e trasmetterli, pur senza validazione, al GSE. Questa operazione consiste in un aggiornamento del *firmware* della «catena» di acquisizione dei dati di misura costituita da contatore, concentratore e sistema centrale di telegestione.
- Viceversa, nel caso di punti di connessione **non trattati orari** e di fronte ad oggettiva e motivata **impossibilità di estrazione** dei dati di misura orari comunicata da parte del gestore di rete, **i dati monorari o per fasce sono profilati dal GSE** a partire dai dati disponibili per tipologia di utenza presso il Sistema Informativo Integrato.

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 riguardano l'installazione di **nuovi impianti di generazione, accumulo, ricarica veicoli elettrici o altri dispositivi hardware e software più avanzati per la gestione dei flussi energetici**.

BOX 1: Smart meter 2G - Le caratteristiche tecniche

- Il percorso regolatorio di **messa in servizio dei sistemi smart meter 2G** ha visto l'emanazione nel mese di **marzo 2016** della **Delibera 87/2016/R/eel**, all'interno della quale sono definite le **specifiche funzionali e le relative performance** di:
 - **Misuratori di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (misuratori 2G);**
 - **Sistemi di misurazione intelligenti di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (smart meter 2G)**, i quali comprendono l'intera «catena di misura», dal misuratore 2G del DSO al **Sistema Informativo Integrato**.
- In particolare, le principali **nuove funzionalità** introdotte rispetto alla precedente generazione di meter sono le seguenti:
 - Un canale di comunicazione aggiuntivo per l'impresa distributrice. Oltre al canale principale PLC (Power Line Carrier); lo smart meter 2G può essere dotato di un **canale radio** utilizzato come canale di **back-up al PLC** che consente l'invio in tempo reale di informazioni dal contatore all'impresa distributrice, ad esempio segnalando la disalimentazione.

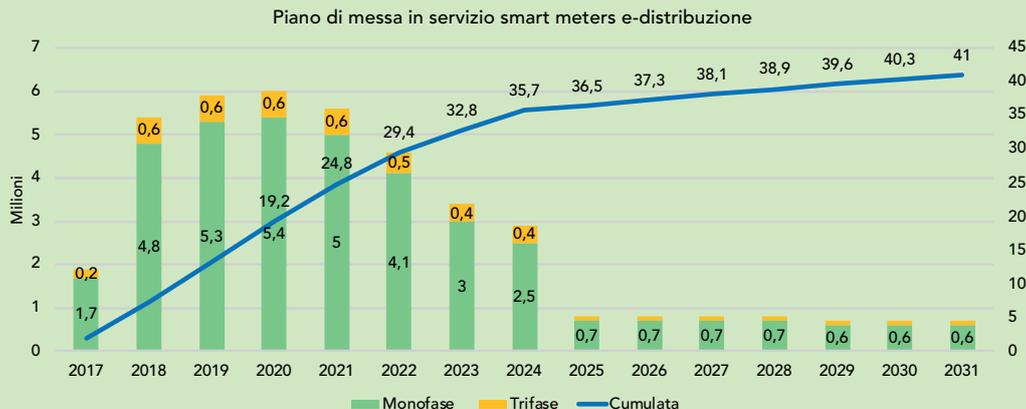
- Un canale («**chain 2**») che rende **disponibili i dati del misuratore direttamente al cliente finale dotato di appositi dispositivi**. I dispositivi a cui si fa riferimento saranno dedicati a servizi di energy management e home automation e consentiranno una gestione più razionale dei carichi e degli impianti di generazione. Inoltre, per il venditore o per altri soggetti sarà possibile effettuare un monitoraggio «close to real time» del profilo di consumo dell'utenza favorendo anche la formulazione di offerte innovative.
- **Messa a disposizione giornaliera** al Sistema Informativo Integrato delle **curve quortorarie di energia** (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti prosumer immessa) e delle misure di tensione, validate dal distributore entro 24/30h.
- Possibilità di registrare e rendere visualizzabili a display le curve di carico relative a tutte e sei le componenti di energia con dettaglio quortorario.

BOX 2: Smart meter 2G - Piani di messa in servizio

- In seguito, l'emanazione della **delibera ARERA 646/2016** a novembre 2016 ha definito per il **triennio 2017-2019** le disposizioni in materia di **messa in servizio dei sistemi di smart metering** di seconda generazione, in cui si riportano «le regole» che le imprese distributrici sono tenute ad applicare nel caso in cui intendano avviare un sistema di smart metering 2G.
- In particolare, sono definiti i dettagli per la **redazione e presentazione dei Piani di Messa in Servizio (PMS2)** di durata pari a 15 anni da parte delle imprese distributrici.
- Conformemente alle disposizioni di tale delibera, la principale impresa distributtrice italiana (E-Distribuzione) ha definito nel 2016 il proprio Piano di Messa in Servizio dei sistemi di smart metering 2G (PMS2), approvato dall'Autorità con la deliberazione 222/2017 ed avviato nel 2017.
- Alla delibera 646/2016 ha fatto seguito la **delibera 306/2019** del 16 luglio 2019, la quale ha stabilito ulteriori disposizioni in termini di **tempistiche di messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G per le imprese distributrici con più di 100.000 clienti**:
 - **l'avvio dei piani di messa in servizio** dei sistemi di smart metering 2G (PMS2) dovrà avvenire al **più tardi dal 2022**;
 - Il PMS2 ha durata di **15 anni**;
 - la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi **entro il 2026 per il 95% dei misuratori**. È anche previsto un target del 90% di sostituzioni al 2025.
- Ai sensi della delibera 306/2019, sono stati **approvati nel corso del 2020 i PMS2 presentati da altre imprese distributrici** come Edyna, Unareti e areti.

BOX 3: Smart meter 2G - Piano di messa in servizio E-distribuzione

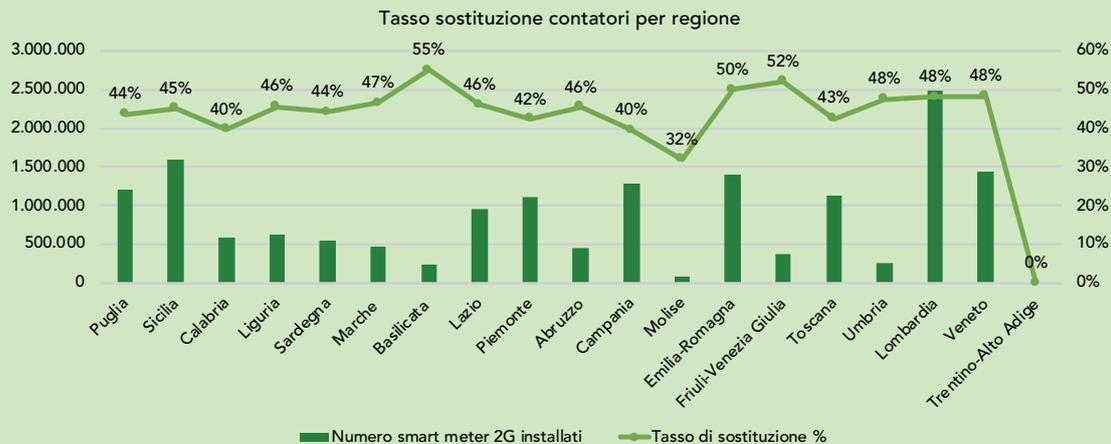
- **E-distribuzione gestisce l'85% dei punti di misura del Paese** ed è stata la prima società a presentare il piano di messa in servizio dei contatori 2G, che è stato approvato dall'Autorità nel 2017.
- Il PMS2 si sviluppa in un periodo complessivo di 15 anni, **dal 2017 al 2031**, e prevede l'installazione di circa **41,1 milioni di contatori elettronici 2G**, di cui l'80% concentrati nei primi 6 anni, per arrivare al completamento della fase massiva entro l'ottavo anno (2024).



Fonte: PMS2 di e-distribuzione, 2017.

3. Le soluzioni tecnologiche abilitanti le Energy Community

- Allo **stato attuale**, sono stati **sostituiti più di 17 milioni** di contatori sommando fra loro tutti i territori in cui la rete è gestita da E-distribuzione (quindi con esclusione di Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e alcune grandi città, come Roma e Milano).
- Rispetto al piano PMS2 del 2017 l'andamento delle sostituzioni si può considerare sostanzialmente in linea con **le previsioni**, in quanto **a fine 2020 i contatori sostituiti dovrebbero essere ben oltre 18 milioni**.



Analisi delle configurazioni tecnologiche: Metodologia

- La normativa analizzata definisce le **modalità di trasmissione al GSE dei dati di misura** dell'energia immessa e prelevata da ogni POD, specificando che tale attività risulta **a carico del gestore di rete**. Dunque, sia nel caso di autoconsumatori collettivi da fonte rinnovabile che di comunità energetiche rinnovabili, **non è richiesto alcun intervento in tal senso**, se non la comunicazione al GSE dei POD compresi nelle configurazioni di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile o comunità energetiche.
- Nelle successive analisi si ipotizza dunque che **tutte le utenze in prelievo e in immissione siano dotate di contatore 2G o contatore 1G configurato orario**, i cui dati di misura giungono all'impresa distributrice che a sua volta li trasmette al GSE.
- 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, si passano in rassegna alcuni esempi di configurazioni tecnologiche per i quali si riporta il **dettaglio degli impianti e i principali benefici** derivanti dall'implementazione delle stesse.
- Le configurazioni tecnologiche introdotte in questo Capitolo sono propedeutiche alla costruzione dei casi studio alla base dell'analisi di sostenibilità economica delle diverse configurazioni di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e comunità energetiche, oggetto del Capitolo 5 del Rapporto.

Le configurazioni tecnologiche oggetto d'analisi

- Le configurazioni tecnologiche oggetto d'analisi, applicabili sia nel contesto degli **autoconsumatori collettivi** che delle **comunità energetiche**.

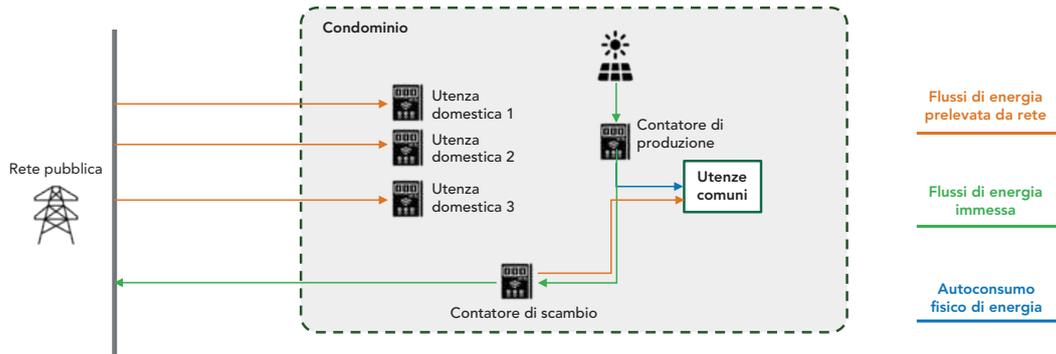


Caso 1a «Pura condivisione»: L'impianto di generazione

- Il caso più semplice è rappresentato da **autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile o Comunità Energetiche Rinnovabili** in cui viene installato un impianto di generazione FER con l'obiettivo di condividere (virtualmente) l'energia prodotta dall'impianto tra i membri della configurazione.
- Per quanto riguarda l'impianto di generazione, la normativa (connessa al recepimento della RED II) specifica che debbano essere installati **impianti a fonte rinnovabile**, sia per gli autoconsumatori collettivi che per le comunità energetiche.
- In tutti i casi presi in esame, si ipotizza che l'impianto di generazione di energia da fonte rinnovabile installato sia un impianto **fotovoltaico**, in quanto risulta essere la fonte di più semplice implementazione nonché oggetto di maggior interesse da parte degli operatori, rispetto a soluzioni alternative quali ad esempio impianti mini-eolici o mini-idroelettrici, dati anche i **vincoli di «perimetro»** esistenti. Ciò nonostante non sussista alcun **vincolo sulla fonte (rinnovabile)** che alimenta l'impianto di generazione.
- Le altre disposizioni relative all'impianto di generazione riguardano la taglia e il periodo di installazione. Ogni impianto, infatti, deve essere di **taglia massima di 200 kW ed installato dopo il 1° marzo 2020**. Va precisato che il limite di potenza è riferito ai singoli impianti o ampliamenti di impianti esistenti, mentre non esiste un limite massimo complessivo della potenza installabile. Inoltre, tale limite dimensionale è legato alla natura «sperimentale» del quadro normativo-regolatorio vigente, e che potrà essere rilassato in sede di recepimento della direttiva RED II.
- Il **dimensionamento** dell'impianto fotovoltaico si basa su diversi criteri che prendono in considerazione:
 - Il **fabbisogno energetico** delle utenze in prelievo;
 - Il **tasso di energia condivisa** che si desidera ottenere.

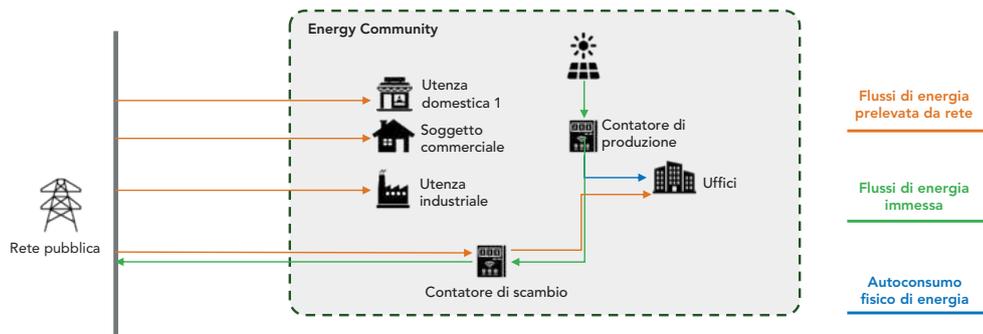
Caso 1a «Pura condivisione»: Autoconsumatori collettivi FER

- Nella configurazione di autoconsumatori collettivi in condominio, i **POD** sono costituiti da **utenze domestiche, punto di generazione e contatore di scambio con la rete**. I dati che devono essere trasmessi sono quelli dell'energia oraria prelevata per le utenze di consumo e quelli di energia oraria immessa per l'impianto di generazione.
- Da notare come le **utenze comuni** siano alimentate in **autoconsumo fisico** direttamente dall'impianto di generazione, il quale **immetterà in rete l'energia** in eccesso per essere valorizzata al prezzo di mercato e contabilizzata per l'ottenimento dell'incentivo sull'energia condivisa con le altre utenze domestiche del condominio.



Caso 1a «Pura condivisione»: Energy Community

- Anche nel caso di Comunità Energetiche che presentano come dotazione tecnologica solamente l'impianto fotovoltaico, l'attività svolta consiste nella **condivisione virtuale dell'energia prodotta** tra i membri della Community, che in questo caso non sono tenuti a trovarsi nel medesimo edificio, ma sotto la medesima cabina secondaria.
- La Community può essere dunque piuttosto «variegata» in termini di **tipologia di utenze comprese: dalle utenze residenziali a quelle della piccola e media industria, fino agli utenti del terziario o della PA.**
- Anche in questo caso l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico può andare in **parte in autoconsumo fisico** (verso l'edificio «uffici» nello schema sottostante) **e la restante parte immessa in rete** per essere valorizzata come energia condivisa virtualmente ed incentivata.



Caso 1b «Pura condivisione digital»: I dispositivi di campo

- Nella versione «Pura condivisione **digital**» (caso 1b), oltre all'impianto **fotovoltaico** sono previsti dei **dispositivi di misura** installati presso ciascun POD ed una **piattaforma software di monitoraggio**. Come detto in precedenza, l'installazione di una nuova infrastruttura di misura **non è strettamente necessaria** per il funzionamento della configurazione, in quanto sarebbe sufficiente utilizzare le tecnologie già in campo. L'aggiunta di dispositivi e piattaforma rientra nelle **scelte volontarie** dei membri e/o del soggetto gestore della configurazione.
- I **dispositivi hardware (di misura) vengono installati privatamente** dai membri delle configurazioni di autoconsumo collettivo o Energy Community, eventualmente tramite dei soggetti terzi che entrano in contatto con la Community, al fine di garantire **visibilità sui dati di misura** delle utenze di consumo e produzione.
- È importante sottolineare come **i dati raccolti dai dispositivi non possono essere considerati come dati validati al fine della valorizzazione dell'energia condivisa da parte del GSE**, ma restano nella disponibilità dei membri della Community per un uso interno.
- I dispositivi hardware a cui si fa riferimento sono strumenti che solitamente possiedono **performance tecniche e funzionalità aggiuntive** rispetto ai contatori installati.
- Alcune delle **informazioni a cui possono dare accesso** sono le seguenti:
 - Misura in real time dell'energia immessa e prelevata
 - Misura della tensione
 - Misura della corrente sulle 3 fasi
 - Rilevazione e segnalazione delle interruzioni
 - Misura delle potenze istantanee.

Caso 1b «Pura condivisione digital»: La piattaforma

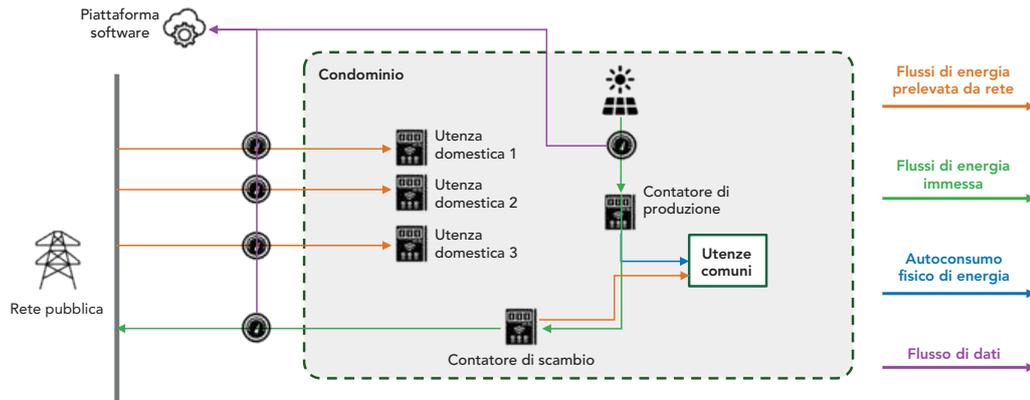
- L'installazione dei dispositivi di campo porta con sé l'adozione di una **piattaforma software**, che può presentare diversi gradi di complessità in base alle funzioni svolte e alle capacità di calcolo ed elaborazione dati (si rimanda alla sezione successiva per un approfondimento a riguardo).
- La **piattaforma software** applicata in questo caso d'uso fa riferimento ad una **piattaforma di «energy monitoring»** che aggrega i dati raccolti dai dispositivi e li rende fruibili al gestore della **configurazione tramite un'interfaccia grafica**. Le operazioni svolte da questo tipo di piattaforma sono relativamente semplici, in virtù del fatto che le attività abilitate dalla configurazione presa in esame sono limitate alla produzione, vendita e condivisione dell'energia prodotta dall'impianto. Essendo l'impianto **fotovoltaico l'unica tecnologia presente**, oltre alle utenze di consumo e all'infrastruttura di misura, **non c'è sufficiente «spazio di manovra» per implementare logiche di ottimizzazione e controllo degli asset**.
- **All'aumentare della numerosità degli utenti e della varietà degli asset inseriti nella configurazione (es. storage e colonnine)**, può essere abilitata una **gestione più efficiente ed efficace della comunità**. La piattaforma impiegata in questo caso non si limiterà a monitorare i flussi, bensì sarà in grado di **svolgere operazioni di ottimizzazione e suggerire la strategia migliore di gestione degli impianti controllabili** (vedi caso 2 «condivisione ottimizzata»).
- L'implementazione dell'infrastruttura di misura appena descritta rappresenta dei **costi di investimento aggiuntivi** per la Comunità. In particolare, l'elemento differenziale è dato dal **costo dei dispositivi hardware, installati necessariamente per ciascun POD**. Dall'altro lato, la **piattaforma** può essere considerata una semplice interfaccia di monitoraggio associata ai dispositivi di misura (ad esempio una app), il cui **costo è «incluso» nel costo d'acquisto dei dispositivi**.

Caso 1b «Pura condivisione digital»: I vantaggi della versione digital

- La presenza dei **dispositivi di misura e della piattaforma di Energy monitoring** dà accesso ad una serie di dati ed informazioni utili al gestore della Community e porta con sé diversi **vantaggi**, che si possono riassumere nei seguenti punti:
 - Nella fase di **ripartizione dei ricavi tra i membri**, avendo a disposizione i dati puntuali dell'energia immessa e prelevata da ciascuno di essi, è possibile utilizzare un criterio più «robusto» per la **contabilizzazione e fatturazione** dell'energia condivisa.
 - La disponibilità dei **dati di prelievo** di ciascun utente di consumo permette di aumentare la consapevolezza rispetto all'impatto delle utenze maggiormente energivore o inefficienti ed individuare uno spazio di miglioramento nell'esercizio degli impianti.
 - **La gestione ottimizzata del sistema di accumulo** (se presente, si veda Caso 2), grazie al monitoraggio ed analisi dei flussi energetici dati **delle curve di consumo di ciascun membro della comunità e della produzione degli impianti**. La presenza dei **sistemi di accumulo** consente infatti di attuare strategie di gestione dell'energia prodotta per perseguire l'obiettivo di **massimizzare la quantità di energia condivisa** e i relativi incentivi corrisposti.

Caso 1b «Pura condivisione digital»: Autoconsumatori collettivi FER

- In figura si riporta la rappresentazione dei flussi per uno schema di autoconsumatori collettivi, che può essere esteso anche alle Comunità Energetiche con la sola differenza di perimetro nel quale si trovano le utenze.
- Tra le tipologie di flussi è stata aggiunta la **categoria di flusso di dati non fiscali**, in quanto la presenza dei dispositivi di misura presso le utenze dà accesso ad un **ampio set di dati che giungono alla piattaforma di monitoraggio**. Mentre le misure orarie rilevate e registrate dai contatori fiscali continuano ad essere inviate all'impresa distributrice.

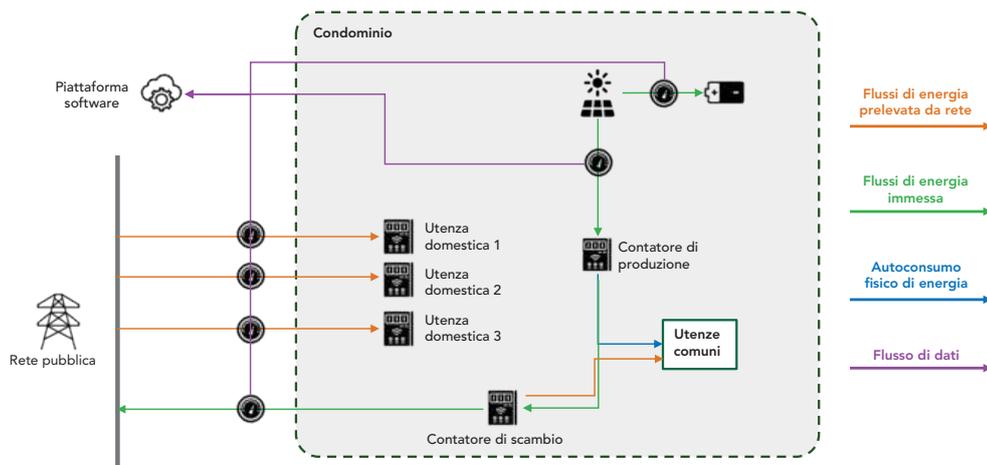


Caso 2 «Condivisione ottimizzata»: Il sistema di storage

- Il caso 2 prevede, in maniera incrementale rispetto al caso 1b, la presenza del **sistema di storage**, elemento che aumenta il numero di **attività abilitate** per gli autoconsumatori collettivi o per la Energy Community. L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, infatti, può essere immagazzinata dal sistema di accumulo ed autoconsumata o condivisa virtualmente in un arco temporale diverso da quello della produzione.
- **L'ottimizzazione** deriva dunque dalla possibilità di attuare diverse **strategie di gestione** dei cicli di carica e scarica dello storage sulla base della produzione dell'impianto fotovoltaico e della domanda delle utenze. L'obiettivo che si persegue tramite lo storage è quello di **massimizzare l'energia oraria condivisa (oltre che autoconsumata)**.
- Al fine di raggiungere tale obiettivo, risulta necessario avere **visibilità sui dati di produzione e consumo**, motivo per cui risulta quasi **indispensabile in caso di presenza dello storage l'installazione dei dispositivi di misura e della piattaforma descritti in precedenza**. In virtù di ciò, è ragionevole assumere che il soggetto che sviluppa la configurazione decida di installare **dispositivi hardware con funzionalità aggiuntive** rispetto ai contatori fiscali, che consentano di ottenere **misure real time** dell'energia immessa e prelevata dai membri e di conseguenza, sulla base di questi dati di input, **ottimizzare la gestione del sistema di accumulo**.
- Dal punto di vista dei costi, nel bilancio economico della Community deve essere incluso **l'investimento legato al sistema di accumulo, oltre agli OPEX lungo la vita utile**. In particolare, si ipotizza che la tecnologia di accumulo installata sia una batteria al litio, in quanto risulta essere attualmente la tecnologia maggiormente diffusa e con caratteristiche tecniche che ben si adattano all'ambito di applicazione delle Community.

Caso 2 «Condivisione ottimizzata»: Autoconsumatori collettivi FER

- In questo caso la funzione svolta dalla piattaforma non sarà più solo di *energy monitoring*, bensì di **energy management**, in quanto la presenza dello storage apre alla **possibilità di gestire e controllare attivamente l'impianto** secondo logiche elaborate e stabilite dagli algoritmi a disposizione della piattaforma.



Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria

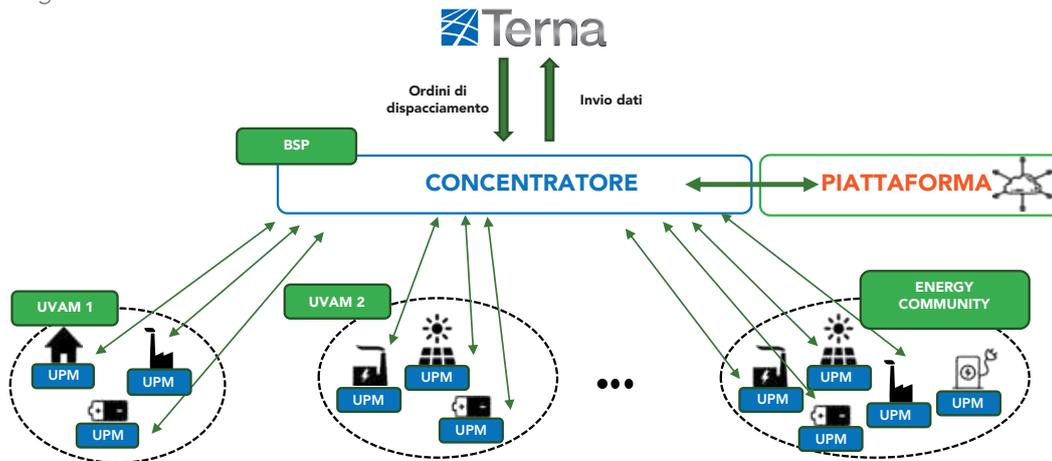
- Il Caso 3 intende rappresentare l'infrastruttura tecnologica di un **gruppo di autoconsumatori collettivi** o di una Energy **Community** che hanno sempre la condivisione dell'energia come focus principale delle attività, ma a questa si aggiunge l'attività di partecipazione al **Mercato dei Servizi di Dispacciamento**.
- Tale configurazione tecnologica è definita «smart» nella misura in cui permette di **sfruttare la flessibilità energetica delle risorse modulabili** che sono comprese nel perimetro della configurazione, dando accesso ad una ulteriore fonte di ricavi.
- I ricavi, in particolare, derivano dalla partecipazione al progetto pilota UVAM tramite un soggetto chiamato Balance Service Provider (BSP), ovvero il titolare di una o più UVAM. Il progetto pilota rappresenta al momento l'unico «veicolo» per le Energy Community per poter partecipare al MSD, in quanto costituite da unità di consumo o di produzione non rilevanti e non programmabili.
- Dal punto di vista tecnologico, al **BSP** è richiesto di dotarsi **dell'infrastruttura tecnologica specifica** necessaria per la partecipazione al progetto pilota UVAM. Gli elementi dell'infrastruttura (si veda Electricity Market Report 2019) si possono riassumere in:
 - Una Unità Periferica di Monitoraggio (UPM) per ogni punto di connessione alla rete;
 - Un Concentratore che aggrega i dati provenienti dalle UPM;
 - Linee di comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna in protocollo IEC 60870-5-104;
 - Eventuale piattaforma software contenente il modulo di **dispatching management** per la ripartizione dell'ordine di dispacciamento nel caso in cui la UVAM sia attivata da Terna per fornire servizi di flessibilità alla rete.

Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria

- A differenza dei primi 3 elementi che sono vincolanti ai fini dell'abilitazione al progetto pilota, la **piattaforma software non è necessariamente richiesta, ma soggetta ad adozione volontaria** da parte del BSP.

Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria

- La piattaforma di gestione UVAM si ritiene di **maggiore utilità se le risorse aggregate sono molteplici ed eterogenee**, per questo motivo una piattaforma in grado di compiere queste operazioni risulta adeguata per le Energy Community o per un gruppo di autoconsumatori collettivi (un edificio) che si aggrega ad altre risorse per raggiungere la soglia minima di potenza di una UVAM (1 MW, da regolamento UVAM).
- In figura si rappresenta una Energy Community inserita nel portafoglio UVAM di un BSP esistente, già dotato dell'intera infrastruttura, compresa la piattaforma software con il modulo di *dispatching management*.



Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria

- La presenza del modulo di *dispatching management* presuppone che, nel caso in cui la **UVAM riceva una richiesta di attivazione** da parte di Terna (ordine di dispacciamento - OdD), la piattaforma sia in grado di **ripartire l'ordine di modulazione fra le risorse** all'interno della UVAM. Grazie alla presenza della piattaforma e di opportuni algoritmi in essa inseriti, **la ripartizione avviene seguendo logiche quali la disponibilità delle risorse e la minimizzazione del costo opportunità di attivazione di una risorsa.**
- **L'esecuzione di un OdD** passa dunque per una fase di **elaborazione da parte della piattaforma**, in cui **stabilisce a quali risorse** all'interno della UVAM **inviare un ordine di modulazione**, ovvero una modifica del set point di funzionamento, che vada nella direzione della richiesta di flessibilità di Terna.
- La modulazione potrebbe avvenire anche **manualmente** da parte degli utenti/operatori che si trovano sul posto, ma **in un'ottica «smart» si ipotizza che l'attuazione avvenga in modo automatico telecontrollando gli impianti.** Questo aspetto non è richiesto dal regolamento ma in uno **scenario prospettico in cui UVAM aggregino una moltitudine di punti** ed in cui gli ordini di dispacciamento da parte di Terna siano più frequenti rispetto ai valori odierni (si veda Capitolo 1), appare **necessaria l'adozione di una piattaforma e di un sistema di risposta automatico.**

Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria

- Per consentire il controllo da remoto, è necessario che gli impianti siano controllabili, ovvero dotati di dispositivi hardware bidirezionali, che non facciano solo misura ma anche attuazione. Rispetto al caso precedente vengono utilizzati **dispositivi hardware maggiormente avanzati** (ad esempio le cosiddette UPMC – Unità Periferiche di Monitoraggio e Controllo), che oltre alla rilevazione dei dati di misura sono in grado di fare anche **attuazione dei comandi provenienti dalla piattaforma centralizzata UVAM**.
- All'interno del contesto Community, si immagina che le risorse che presentano un margine di flessibilità e la possibilità di essere controllate da remoto siano tipicamente i sistemi di **storage**, le utenze di **consumo industriali, le infrastrutture di ricarica per auto elettriche** e all'interno delle **utenze di consumo residenziali o del terziario i dispositivi «smart»** quali pompe di calore, chiller e boiler elettrici.

Caso 3 «Condivisione smart»: L'infrastruttura necessaria – I costi

- Nel caso in cui il BSP sia già titolare di UVAM e volesse aggiungere una o più risorse alle UVAM esistenti, o crearne di nuove, potrebbe sfruttare la piattaforma di cui è già in possesso (secondo le ipotesi introdotte in precedenza) senza incorrere in costi aggiuntivi legati alla parte software.
- Si considera infatti che il BSP si faccia carico di un **canone di fornitura in modalità SaaS** per approvvigionarsi della piattaforma da un software provider, a meno che non abbia sviluppato internamente una piattaforma proprietaria. Il costo del canone si considera dunque **«spalmato» su più utenze** (anche esterne alla Community), per cui il costo di aggiunta di altri punti di misura alla piattaforma risulta trascurabile.
- Dal punto di vista dell'hardware, invece, il costo differenziale di aggiunta delle risorse è rappresentato dall'installazione delle UPM (elemento hardware obbligatorio per ogni POD), il cui costo si attesta intorno ai 1.000€/unità.
- Nel caso in cui si desideri installare un dispositivo maggiormente avanzato, che oltre a trasmettere dati al concentratore faccia anche attuazione automatica degli ordini di modulazione trasmessi dalla piattaforma il costo di investimento è maggiore rispetto a quello delle UPM.
- Va sottolineato che, nel caso in cui un player voglia costituirsi come BSP ex-novo, i costi di investimento dovrebbero comprendere l'intera infrastruttura necessaria: dai dispositivi di campo, fino al concentratore e alla connessione ai Sistemi Terna.

Indice capitolo

Analisi delle configurazioni tecnologiche abilitanti

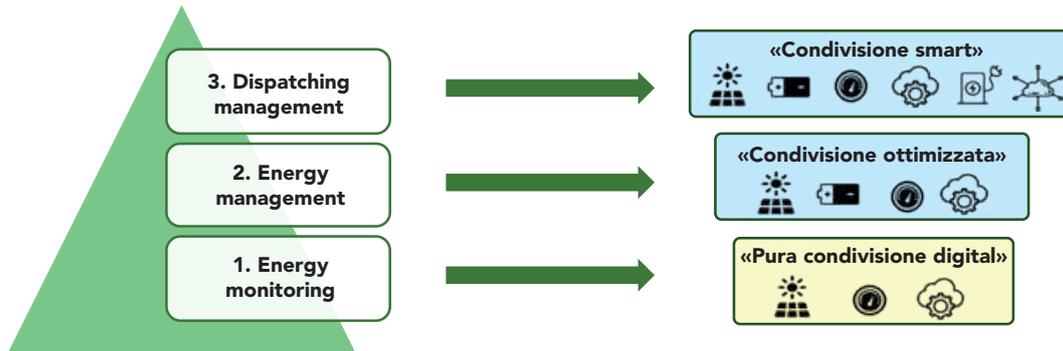
Le piattaforme di gestione

I sistemi di storage

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD

Le piattaforme di gestione

- L'analisi delle configurazioni tecnologiche applicabili alle Energy Community e agli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile ha fatto emergere l'esistenza di **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 funzioni abilitate dalle piattaforme sono:
 - **Energy monitoring**, più 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**, adatta per una configurazione che prevede lo **storage**;
 - **Dispatching management**, adatta per una configurazione che partecipa al MSD.



Le piattaforme di gestione: Energy monitoring

- La funzione di **energy monitoring** è l'elemento abilitante alla base delle funzioni più complesse che una piattaforma può svolgere. Qualsiasi operazione di ottimizzazione energetica, infatti, non può prescindere da una fase di «diagnosi» o monitoraggio energetico degli impianti, siano essi di consumo o produzione.
- Una piattaforma di monitoraggio si può presentare tipicamente sotto forma di **dashboard o cruscotto** che comprende le seguenti azioni:
 - Per quanto riguarda i consumatori, permette di **visualizzare i consumi energetici** a livello di **singola utenza o «portafoglio» di utenze**, aggregandole secondo criteri stabiliti dall'utente e comparando diversi siti con indicatori di performance standard e personalizzabili.
 - Per quanto riguarda la generazione rinnovabile, permette di visualizzare i dati di produzione provenienti da asset di generazione distribuita con analisi e rappresentazione grafica dei profili di immissione, prelievo e autoconsumo fisico.
 - **Creazione di report** personalizzabili di vario tipo e possibilità di monitorare l'entità dei risparmi energetici (pre e post interventi di efficienza energetica).
 - **Configurazione personalizzata di notifiche** che avvisano in caso di fasce orarie che presentano consumi non previsti, deviazione da una banda di controllo predefinita, superamento soglie o mancanza di segnale.
- Una piattaforma di monitoraggio non prevede la telegestione e il controllo da remoto degli impianti (funzioni che rientrano nella categoria *energy management*), tuttavia aiuta ad identificare un set di azioni volte ad una **migliore gestione della variabile energetica, individuando le potenziali aree di saving**.

Le piattaforme di gestione: Energy management

- La funzione di **energy management** risulta essere l'**elemento meno standardizzato** rispetto agli altri due moduli analizzati. Osservando le piattaforme di *energy management* presenti sul mercato si possono notare profonde differenze tra esse, date principalmente dal **livello di complessità degli algoritmi** utilizzati per svolgere l'ottimizzazione degli asset.
- Il concetto stesso di ottimizzazione può essere declinato secondo diverse logiche:
 - **Ottimizzazione energetica dei «singoli»**, mirata **all'efficientamento energetico di un singolo utente o sito**;
 - **Ottimizzazione energetica del «portafoglio»**, mirata **all'efficientamento energetico di un portafoglio di utenti o siti**;
 - **Ottimizzazione dell'energia condivisa** all'interno della configurazione di autoconsumatori collettivi o Comunità Energetica. L'introduzione di queste nuove configurazioni ha aperto la strada all'autoconsumo «one to many», in cui viene **premiata la quota di energia condivisa fra più utenti**. Dunque la funzione obiettivo che massimizza i ricavi della configurazione rispecchia la massimizzazione della quota di energia condivisa virtualmente al suo interno. Questo concetto di ottimizzazione si differenzia dai precedenti due che sono focalizzati sull'efficientamento energetico in termini di riduzione dei consumi delle utenze.

Le piattaforme di gestione: Energy management

- Indipendentemente dalla finalità dell'ottimizzazione, si può assistere ad un livello più avanzato passando attraverso l'utilizzo di **algoritmi predittivi**, in cui si calcola e visualizza il **forecast di consumi e costi** e si integrano parametri di **monitoraggio di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo, oltre che variabili meteo.**
- La piattaforma elabora i dati raccolti, eventualmente **integrandoli con informazioni ed input provenienti dall'esterno della Community** (che riflettono, ad esempio, le condizioni di mercato), e può suggerire **azioni di ottimizzazione** dei flussi che si ripercuotono sulla **conduzione degli asset all'interno della configurazione.**

Le piattaforme di gestione: Dispatching management

- Il modulo di **ripartizione ed invio al campo dell'ordine di dispacciamento ricevuto da Terna**, funzionale alla partecipazione al MSD nell'ambito del progetto pilota UVAM, è definito **«Dispatching Management System»**.
- Oltre alle caratteristiche già descritte, si osserva come in questo ambito si sia assistito recentemente all'introduzione di un **nuovo progetto: la piattaforma EQUIGY**, che intende agevolare la partecipazione ai mercati delle risorse distribuite, quali ad esempio veicoli e elettrici o sistemi di accumulo residenziali, ed abilitarle alla fornitura dei servizi di dispacciamento.
- La nuova frontiera di questo tipo di piattaforma è rappresentata dall'utilizzo della tecnologia **blockchain**, che si prevede possa **agevolare l'inclusione di piccole risorse energetiche distribuite nel processo di bilanciamento di energia elettrica** nel sistema elettrico nazionale, tenendo traccia di tutte le transazioni energetiche, sia per il TSO che per gli aggregatori.
- Inoltre, «la tecnologia e il software saranno forniti gratuitamente e saranno open source per incoraggiare lo sviluppo di applicazioni secondarie lungo la catena del valore dell'energia. Il sistema non è esclusivo e **sarà facoltà dell'aggregatore decidere se avvalersi o meno dei servizi della piattaforma» (*)**.
- Infine, una ulteriore funzione non ancora citata che può essere presente nelle piattaforme software è il **trading dell'energia**. In questo caso la piattaforma è in grado di formulare offerte anche sul mercato del giorno prima e infragiornaliero basandosi sull'andamento dei prezzi. L'utente che dispone di questi dati ha la possibilità di svolgere il ruolo di **utente del dispacciamento**.

(*) Fonte: Terna, comunicato stampa del 23 aprile 2020.

Le piattaforme di gestione: La profondità dell'offerta

- La tabella mostra il **livello di diffusione sul mercato delle 4 «tipologie» di piattaforme identificate**, in virtù delle funzionalità offerte da ciascuna di esse.

PIATTAFORMA	Monitoraggio	Ottimizzazione	Dispatching Management	Trading
Tipologia 1 (55% campione)	X			
Tipologia 2 (30% campione)	X	X		
Tipologia 3 (10% campione)	X	X	X	
Tipologia 4 (5% campione)	X	X	X	X

Le piattaforme di gestione: La profondità dell'offerta

- **Il monitoraggio energetico è alla base di tutte le piattaforme**, in quanto anche le operazioni più avanzate per essere compiute necessitano in input dei dati rilevati sul campo e riferiti agli impianti compresi nella configurazione oggetto di analisi. **Oltre la metà delle piattaforme presenti sul mercato svolge come unica funzione il monitoraggio e la reportistica dei dati.**
- **Il 30% delle piattaforme è in grado** (oltre al monitoraggio) di **controllare gli asset all'interno della configurazione e gestirli in maniera ottimizzata**. Esistono diverse **alternative** per svolgere l'ottimizzazione, sia in termini di **obiettivo** che si intende perseguire, sia in termini di **algoritmi e capacità di calcolo impiegati**. Tra le piattaforme afferenti a questa tipologia, il **90% circa utilizza logiche di ottimizzazione «adattive»**, mentre il restante **10%** si affida ad algoritmi di **intelligenza artificiale**.
- Le rimanenti tipologie di piattaforme risultano molto meno diffuse rispetto alle precedenti, in quanto presentano un **elevato livello di integrazione** e presuppongono che gli asset sottesi prendano parte ai **mercati dell'energia**.

Le piattaforme di gestione: La profondità dell'offerta

- Nella tipologia 3 sono comprese piattaforme che oltre a fare monitoraggio ed ottimizzazione includono nel loro perimetro il modulo di **Dispatching Management** per ripartire l'ordine di dispacciamento ricevuto da Terna. Sebbene il progetto pilota UVAM sia all'attivo ormai da due anni, sono **pochi gli operatori che hanno effettivamente sviluppato una piattaforma di questo tipo**. La ragione deriva dal fatto che **non si è creata domanda** per questo prodotto, in quanto le UVAM spesso sono mono-sito (non necessitano dunque di una ripartizione dell'ordine) e gli ordini inviati da Terna (OdD) sono pochi.
- La tipologia 4 rappresenta le piattaforme che oltre a consentire la partecipazione al MSD (come la tipologia 3), coprono anche **la partecipazione agli altri mercati MGP e MI**. La presenza di questo tipo di piattaforme è rilevata maggiormente all'estero, nei Paesi europei che presentano maggiore apertura del mercato e un numero più elevato di servizi messi a mercato per la partecipazione delle risorse.

Indice capitolo

Analisi delle configurazioni tecnologiche abilitanti

Le piattaforme di gestione

I sistemi di storage

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD

I sistemi di storage: Batterie agli ioni di litio

- Sebbene esistano diverse tecnologie di accumulo dell'energia elettrica, ad oggi la maggior parte dei progetti in esercizio o in fase di sviluppo vedono applicata la **tecnologia elettrochimica degli ioni di litio**. In particolare, le **due chimiche più diffuse** (all'interno della famiglia degli ioni di litio) sono le batterie al Nichel Manganese Cobalto (**NMC**) e quelle al Litio Ferro Fosfato (**LFP**).
- Le principali **ragioni alla base dell'affermazione della tecnologia agli ioni di litio** sono le seguenti:
 - Sono facilmente **modulabili** in termini di capacità, questo le rende utilizzabili trasversalmente in svariati ambiti. Ad esempio, le applicazioni di piccola taglia risultano adeguate per impianti residenziali in autoconsumo e per le auto elettriche; batterie di grande taglia vengono impiegate in modalità stand alone a servizio della rete di trasmissione nazionale; quelle di dimensioni industriali abbinano ad impianti FER *utility scale*.
 - Sono state oggetto di **forti investimenti in ricerca sviluppo** negli ultimi anni, trainati soprattutto dall'applicazione nel settore *automotive*. Questo ha fatto sì che si generasse un rapido trend di evoluzione delle performance tecniche (rendimento energetico, tempo di vita, densità di energia, livelli di sicurezza, tempo di risposta, ecc.) e riduzione dei costi di installazione e di esercizio e manutenzione, ad oggi ancora in atto.
 - Presentano un elevato grado di **flessibilità** e ben si adattano per **fornire servizi sia energy intensive che power intensive**.

Batterie agli ioni di litio: Caratteristiche tecniche ed economiche

- I principali vantaggi e svantaggi di natura tecnico-economica e ambientale delle batterie al litio si riassumono nella seguente tabella:

Vantaggi		Svantaggi	
Tecnico-economici	Ambientali	Tecnico-economici	Ambientali
Alta densità energetica Alta efficienza di carica-scarica Versatilità di utilizzo Forte trend di riduzione dei prezzi Capacità manifatturiera in espansione	Bassa pericolosità del solvente anche a contatto con l'aria	Necessità di un accurato controllo software per evitare un rapido decadimento delle prestazioni Potenziali problemi di sicurezza in caso di surriscaldamento (in miglioramento)	Il litio genera sostanze tossiche se entra in contatto con l'ossigeno Smaltimento costoso

Batterie agli ioni di litio: Caratteristiche tecniche ed economiche

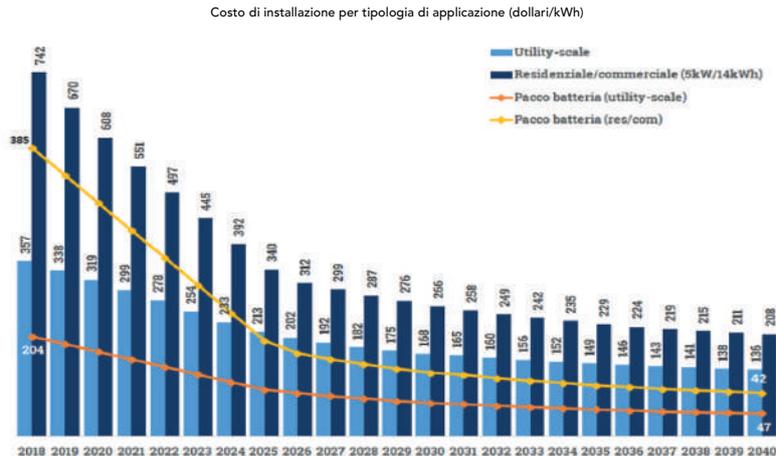
- In tabella si riportano le principali caratteristiche tecniche riferite alle batterie al litio di taglia residenziale (fino a 30 kWh di capacità), ricavate dalla **media di mercato** rappresentato da un **campione di circa 50 modelli di batterie**, corrispondenti ad oltre trenta produttori.

Grandezza	Valore medio
Energia specifica	80 Wh/kg
Round-trip efficiency	95% (*)
Durata (n° cicli)	2.000 – 10.000 cicli
Vita calendariale	15 - 20 anni

(*) non include l'assorbimento degli ausiliari

Batterie agli ioni di litio: Il trend di costo

- Il **prezzo medio** del campione analizzato si attesta intorno ai **670 €/kWh**. Più nel dettaglio, il prezzo medio si alza a 700 €/kWh per i sistemi «all in one» che comprendono sia l'inverte della batteria che l'inverter dell'impianto fotovoltaico, mentre scende a 640 €/kWh se non sono inclusi gli inverter ma è presente solo il pacco batteria. In ogni caso resta **escluso il costo di installazione**.
- Osservando le previsioni di prezzo delle batterie residenziali riportate dai maggiori report di riferimento, si nota come si prospetti al **2030** un costo pari a **225 €/kWh**, più che dimezzato rispetto alla media di mercato rilevata ad oggi.



Fonte: BloombergNEF

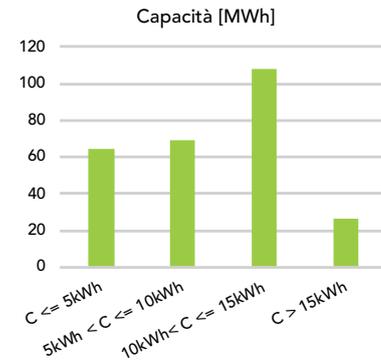
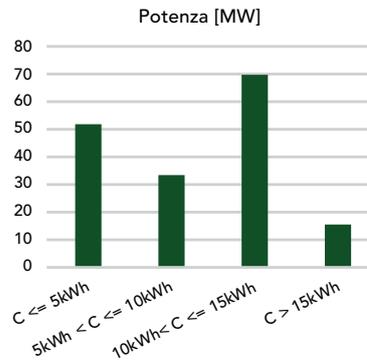
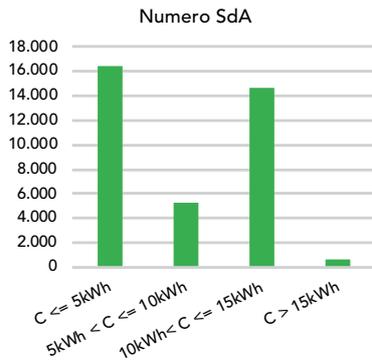
Batterie agli ioni di litio: Il parco attuale delle installazioni

- Il sistema Gaudì di Terna permette di mappare i sistemi di storage installati sul territorio nazionale, estraendo informazioni riguardo:
 - Il numero di installazioni;
 - La potenza;
 - La capacità;
 - La tecnologia;
 - La distribuzione geografica.
- Al mese di **ottobre 2020** risultano **36.896 sistemi di accumulo** installati, 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 **abbinate ad un impianto fotovoltaico**. La quasi totalità dei sistemi di storage presenti è relativa ad applicazioni domestiche (il 95% di essi risulta abbinato ad un impianto fotovoltaico di potenza inferiore a 10 kW).
- Il **96%** delle batterie (35.458) vedono applicata la **tecnologia al litio**, al secondo posto si trovano le batterie al piombo (1.302 batterie).
- In particolare, i dati relativi ai **primi dieci mesi del 2020** sono i seguenti:
 - **10.608** nuovi SdA installati (pareggiando il numero di installazioni dell'intero 2019);
 - **53,2 MW** di nuova potenza (+9% rispetto al 2019);
 - **82,7 MWh** di nuova capacità (+7% rispetto al 2019).

Fonte: Rielaborazione da ANIE Rinnovabili

Batterie agli ioni di litio: Il parco attuale delle installazioni

- Dividendo le batterie installate per fascia di capacità, si osserva come la maggior parte di esse (**44,5%**) abbia una capacità **inferiore ai 5 kWh** o compresa **tra 10 kWh e 15 kWh (39,6%)**. I sistemi di accumulo appartenenti a quest'ultima fascia rappresentano una potenza cumulata pari a circa 70 MW, a cui corrispondono oltre 100 MWh di capacità. In media, il rapporto energia-potenza dei sistemi di accumulo della fascia 10-15 kWh è pari a 1,55 h.
- Inoltre, risultano presenti **31** batterie di capacità compresa tra **100 kWh e 500 kWh** per una potenza totale pari a **3,8 MW e 2** applicazioni di capacità **superiore a 500 kWh** per una potenza complessiva di **2,6 MW**.

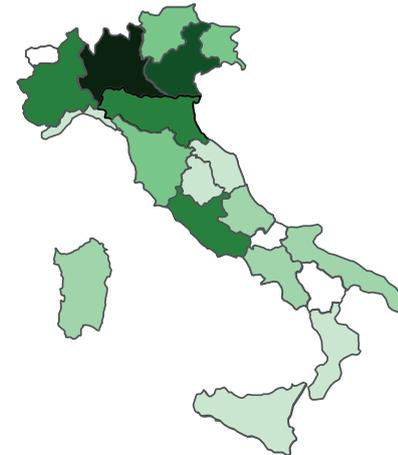


Fonte: Rielaborazione da ANIE Rinnovabili

Batterie agli ioni di litio: Il parco attuale delle installazioni

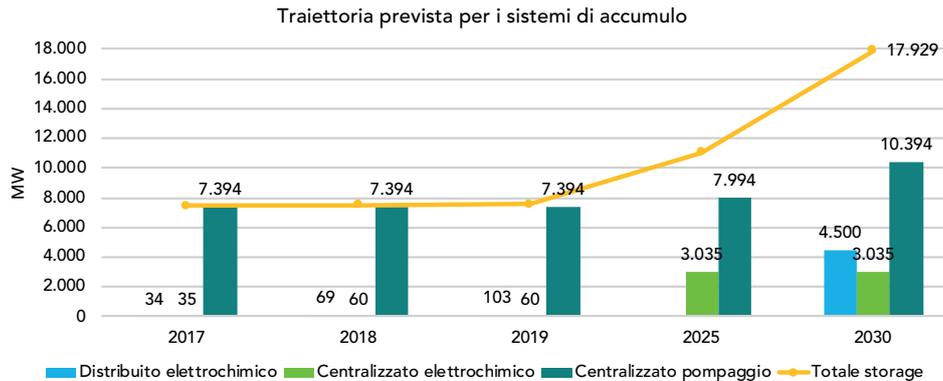
- Osservando la distribuzione geografica delle installazioni si nota come la maggiore concentrazione di sistemi di accumulo si trovi nelle regioni **Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Piemonte**. In particolare, le installazioni in Lombardia e Veneto sono state trainate dall'emanazione di **bandi** per promuovere le nuove installazioni di sistemi di accumulo.

Regione	Numero storage	Potenza	Capacità
Lombardia	11.366	47,2 MW	78,9 MWh
Veneto	6.206	28,1 MW	47,7 MWh
Emilia Romagna	3.847	19,2 MW	29,6 MWh
Piemonte	2.647	14,4 MW	22,5 MWh
Lazio	2.014	9,2 MW	13,7 MWh



Batterie agli ioni di litio: I driver di sviluppo

- In Italia non si può ad oggi parlare di un mercato sviluppato, in quanto l'installazione dello storage rappresenta un investimento *capital intensive* e un **rischio associato ancora troppo elevato**, a causa **dell'incertezza vigente a livello regolatorio**, in cui non è facile identificare i flussi di ricavo derivanti dall'impiego della batteria, che sarebbero necessari per remunerare l'investimento iniziale.
- Ciò che invece è certo a livello normativo è l'obiettivo vincolante al 2030 posto dal PNIEC, che prevede l'installazione di circa 10 GW di nuovi sistemi di accumulo, di cui **4,5 GW** sotto forma di **batterie distribuite di piccola taglia** e il resto suddiviso fra pompaggi e sistemi elettrochimici di grande taglia.



Batterie agli ioni di litio: I driver di sviluppo

- Le recenti evoluzioni del quadro regolatorio nazionale vanno nella direzione di favorire un maggiore sviluppo ed impiego delle batterie residenziali:
 1. Lo **storage**, in abbinamento ad un impianto fotovoltaico, è stato inserito all'interno degli «interventi trainati» del Superbonus **110%**. L'installazione della batteria può essere contestuale o successiva all'installazione dell'impianto fotovoltaico ed è soggetta al medesimo tetto di spesa di 48.000 €. Inoltre, il limite di spesa specifico per lo storage è stato fissato a **1.000 €/kWh** di capacità.
 2. L'abilitazione di nuovi modelli di autoconsumo collettivo da rinnovabili ed Energy Community prevede un **incentivo sulla quantità di energia condivisa fra i membri della configurazione (100-110 €/MWh)**. L'apertura a queste nuove configurazioni valorizza ulteriormente l'utilizzo degli accumuli per fare autoconsumo, inteso in questo contesto come condivisione virtuale dell'energia tra più utenti.
 3. L'aggregazione degli accumuli residenziali all'interno di una UVAM fa sì che gli impianti abbiano accesso ad un ulteriore flusso di ricavi, dato dalla **valorizzazione dei servizi di flessibilità messi a disposizione**. I sistemi di storage, ed in particolare la tecnologia agli ioni di litio, ben si prestano per **essere modulati e sfruttare un certo margine di flessibilità**. La quota di flessibilità messa a disposizione sarà frutto di una **strategia di gestione** messa a punto per lo storage, finalizzata a massimizzare i ricavi tenendo in considerazione principalmente le condizioni di mercato (prezzi delle offerte sul MSD a salire e a scendere, probabilità di ricezione ordine di dispacciamento) e il tasso di autoconsumo o energia condivisa che si vuole mantenere.

Indice capitolo

Analisi delle configurazioni tecnologiche abilitanti

Le piattaforme di gestione

I sistemi di storage

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD delle risorse di piccola taglia

- Nella presente sezione si analizzano i dispositivi di campo e, più in generale, le diverse soluzioni tecnologiche che le risorse di piccola taglia possono utilizzare per la partecipazione al MSD, in uno scenario di breve-medio termine.
- Le risorse di piccola taglia a cui si fa riferimento sono gli impianti e le tecnologie tipicamente presenti negli edifici ad uso **residenziale o terziario (pubblici o privati)**, ad esempio uffici e centri direzionali. Le tecnologie che si trovano all'interno di tali edifici che possono essere prese in considerazione ai fini della fornitura di servizi di flessibilità al sistema elettrico sono quelle **alimentate tramite vettore elettrico**.
- In particolare, quando sono presenti, è possibile sfruttare i seguenti impianti:
 - Pompe di calore
 - Chiller
 - Boiler
 - Sistemi di accumulo
 - Cogeneratori
 - Colonnine di ricarica
- Per poter essere sfruttati in ottica di fornire flessibilità alla rete, tali impianti devono essere **inseriti all'interno di un aggregato** più ampio, che nel complesso conta **almeno 1 MW** di potenza modulabile (come da Regolamento UVAM).

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD delle risorse di piccola taglia

- Dalle analisi svolte nella precedente edizione dell'Electricity Market Report riguardo la struttura tecnologica delle UVAM è emersa tra i **requisiti di partecipazione** al progetto pilota la presenza di una **Unità Periferiche di Monitoraggio (UPM) per ogni punto associato alla UVAM.**
- La funzione della UPM consiste nella **rilevazione di una misura analogica relativa al punto di connessione alla rete. Ad essa non è invece richiesto di svolgere la misurazione del dato analogico che deve essere trasmesso al concentratore** (funzione svolta da appositi strumenti di misura installati presso le unità), né di svolgere l'attuazione dell'ordine di modulazione derivante dall'eventuale ordine di dispacciamento ricevuto da Terna.
- La **revisione del Regolamento UVAM** approvata a **maggio 2020** ha apportato due principali modifiche che possono avere un impatto sull'infrastruttura tecnologica:
 - È stata **aperta la partecipazione** anche a **risorse di taglia inferiore a 55 kW (*)**;
 - Per i soli punti con potenza disponibile **non superiore a 250 kW** in immissione e non superiore a 1 MW in prelievo è stata ammessa la **possibilità di interposizione di un sistema SCADA locale** per l'invio delle misure rilevate dalle singole UPM al concentratore.

(*) nella versione precedente del regolamento non era consentita la partecipazione ai punti per i quali non fosse ancora attivo il trattamento dei dati di misura su base oraria ai fini del settlement

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD delle risorse di piccola taglia

- Rispetto alla partecipazione delle risorse di **taglia inferiore a 55 kW** si evidenzia come, anche per le risorse appartenenti a questo range di potenza, resti valido il **requisito tecnologico di dotazione di una UPM** per ogni punto di connessione associato alla UVAM.
- Considerato che mediamente il costo di mercato della UPM si attesta intorno ai 1.000 €, è stato sottolineato dagli operatori come questo rappresenti di fatto una **barriera alla partecipazione di risorse di piccola taglia** al progetto pilota UVAM e ai servizi di flessibilità annessi.
- Inoltre, si ipotizza che una UVAM composta da numerose risorse di piccola taglia necessiti di una **piattaforma in grado di monitorarle e gestire la loro partecipazione al progetto pilota**. La piattaforma in questione sarà dunque dotata del modulo di Dispatching Management, per svolgere l'attività di suddivisione dell'ordine di dispacciamento tra le e risorse sottese.
- L'integrazione delle piccole risorse in una piattaforma di Dispatching Management presuppone che **gli impianti presenti a livello di campo stabiliscano una comunicazione bidirezionale con il software centralizzato, che sia in grado non solo di «leggere» i dati provenienti dagli impianti ma anche di telecontrollarli da remoto, inviando comandi di attuazione**. A differenza delle risorse di grande taglia, infatti, non sarebbe applicabile una logica di attuazione manuale data l'elevata numerosità necessaria.

I dispositivi di campo per la partecipazione al MSD delle risorse di piccola taglia

- 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.
- In uno scenario più di lungo termine, la diffusione di tali soluzioni potrebbe, almeno dal punto di vista tecnologico, non richiedere l'installazione di ulteriori dispositivi fisici presso le utenze, abbassando ulteriormente i costi di integrazione delle piccole risorse.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



La filiera delle Energy Community: i modelli di business degli operatori **4**

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di analizzare i **modelli di business che possono essere adottati dagli operatori**. In particolare l'analisi si concentra su:
 - Le **attività per la creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo e di Energy Community**, ovvero le attività che possono essere svolte da soggetti terzi al fine di creare e gestire configurazioni di autoconsumo collettivo e di Energy Community;
 - I **modelli di business adottati dai «soggetti terzi»** interessati a contribuire alla creazione e gestione di configurazioni di autoconsumo collettivo e di Energy Community, identificati a partire dal perimetro di attività gestite;
 - L'**ampiezza dell'offerta**, intesa come il grado di "copertura" dell'offerta di mercato attuale rispetto alle tecnologie ed attività che rientrano nel perimetro di una Energy Community.

Indice capitolo

Le attività per la creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo e di Energy Community

Modelli di business adottati dai «soggetti terzi»

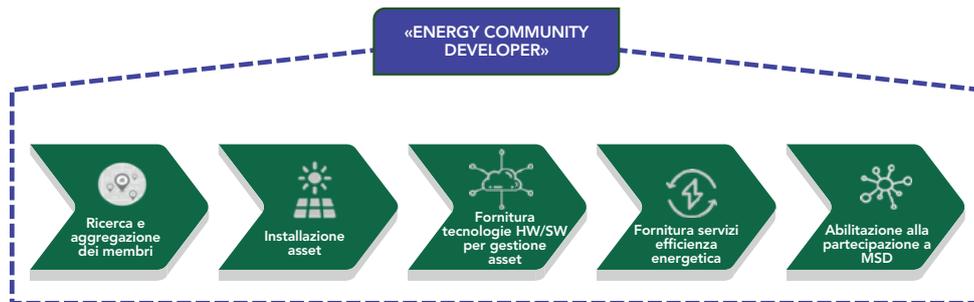
L'ampiezza dell'offerta

Le attività per la creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo e di Energy Community

- La recente introduzione di configurazioni di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e comunità energetiche rinnovabili nella legislazione italiana apre **nuove opportunità di business per i player del settore energy.**
- Come discusso in precedenza (si veda Capitolo 2), **la definizione dell'assetto normativo-regolatorio è attualmente in itinere:** si stanno implementando ad oggi **i primi progetti sperimentali**, abilitati dalle attuali regole, aventi un carattere transitorio e funzionali al recepimento definitivo della Direttiva RED II, previsto in Italia entro giugno 2021.
- In virtù di ciò, dal confronto con gli operatori emerge una **molteplicità di articolazioni del modello di business attualmente al vaglio per promuovere tali iniziative.**
- All'interno del capitolo sono **identificati ed analizzati i modelli di business che possono essere adottati dai cosiddetti «soggetti terzi» 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.

I modelli di business dei soggetti terzi: «Energy Community Developer» e la filiera delle attività

- Il **punto di vista** che si assume per l'analisi dei modelli di business è quello di un **soggetto terzo**, ovvero un soggetto che **non fa parte della configurazione** di autoconsumatori collettivi o comunità energetica in quanto membro, ma che viceversa **promuove la creazione di una nuova configurazione** (cosiddetto «Energy Community Developer»).
- Le attività che un Energy Community Developer può gestire all'interno del proprio **modello di business** sono molteplici, come dettagliato nel seguito.



Le attività: Ricerca e aggregazione dei membri

- L'attività di ricerca ed aggregazione dei membri può essere intrapresa da un **soggetto terzo che si pone come «Developer» della Energy Community**, mettendosi attivamente alla ricerca di utenti interessati a diventare membri di una comunità energetica o di un gruppo di autoconsumatori collettivi.
- In alternativa, le utenze energetiche potrebbero **decidere spontaneamente di associarsi** con l'intenzione di installare un impianto di generazione rinnovabile e condividerne l'energia prodotta. In questo caso **il soggetto terzo non si dovrebbe occupare della ricerca dei membri della comunità, ma sarebbe contattato** da essi per gestire una o più delle attività successive per la creazione e gestione dell'iniziativa.
- L'attività di ricerca dei membri richiede all'Energy Community Developer (nel caso in cui esso abbia un ruolo) un significativo sforzo di **divulgazione ed informazione** verso le utenze energetiche che siano potenziali membri della configurazione, per **accrescere la loro consapevolezza sul tema dell'energia e sui vantaggi economici ed ambientali che si possono ottenere decidendo di partecipare all'iniziativa**.



Le attività: Ricerca e aggregazione dei membri

- L'aggregazione dei membri comprende anche l'individuazione ed il contatto con **utenti già in possesso di impianti di generazione rinnovabile entrati in esercizio dopo il 1 marzo 2020**, i quali possono essere interessati a mettere i propri impianti a disposizione della comunità, mantenendone la proprietà, al fine di massimizzare l'energia condivisa dall'impianto (con altri soggetti) ed incrementare i ricavi associati all'impianto.
- Per costituire una Comunità di Energia Rinnovabile, bisogna tenere conto del limite geografico imposto dalla normativa: tutti i punti di prelievo e di immissione considerati devono essere connessi su reti di bassa tensione sottese alla medesima cabina di MT/BT. Per verificare che questo vincolo sia rispettato, l'Energy Community Developer deve rivolgersi al **DSO locale per richiedere le informazioni necessarie riguardo i POD degli utenti che vogliono entrare a far parte della Comunità Energetica**.
- Infine, i membri della configurazione devono identificare il proprio **referente**, che sarà responsabile dei rapporti con il GSE:
 - Nel caso di un gruppo di Autoconsumatori collettivi, questo ruolo può essere svolto **dall'amministratore di condominio o da un soggetto terzo**, eventualmente lo stesso promotore dell'attivazione della comunità (ossia l'Energy Community Developer).
 - Nel caso di Comunità Energetiche, il ruolo di referente è assegnato alla **comunità stessa**, quale ente giuridico costituito. Il promotore della comunità deve quindi valutare l'interesse dei membri che vogliono entrare a far parte della configurazione, alla costituzione in un ente definito (quale un'associazione, ente terzo settore, cooperativa ...). I membri della Comunità di energia rinnovabile devono adottare uno statuto, che ne attesti il carattere no profit.

BOX 1: Le attività - Il ruolo di «referente»

- L'attività di **gestione dei rapporti con il GSE e stipula del contratto** per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, è **in capo al «referente» della configurazione.**
- Questo, come già illustrato, nel caso di **Comunità di energia rinnovabile** è rappresentato dalla **comunità stessa**, in quanto **ente giuridico**; nel caso di **autoconsumatori che agiscono collettivamente**, può essere **l'amministrazione di condominio o un soggetto terzo, che può perciò essere lo stesso Energy Community Developer.**
- Nel caso della comunità di energia rinnovabile **l'Energy Community Developer può svolgere un ruolo di supporto al referente**, se ciò rientra nell'alveo delle sue competenze.
- Ai fini della stipula del contratto, il referente deve raccogliere i dati relativi ai clienti finali ed ai produttori che entreranno a fare parte della configurazione e i dati relativi ai loro POD, dimostrando che tutti i requisiti della normativa siano rispettati.

Ricerca e aggregazione dei membri: Autoconsumatori collettivi

- Nel caso di **autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile**, rifacendosi alle definizioni di condominio ed edificio riportate nel Capitolo 2, è possibile identificare 4 «cluster», **in termini di categorie di edificio**, in cui potrebbe aver luogo la costituzione di una configurazione di autoconsumo collettivo.

AUTOCONSUMATORI COLLETTIVI: GLI EDIFICI AMMESSI

Residenziale

Condomini

Supercondomini

Altri edifici
adibiti a residenza

Terziario

Edifici adibiti ad uffici

Ospedali, cliniche
e case di cura

Edifici adibiti ad attività
ricreative o di culto

Edifici adibiti ad
attività commerciali

Edifici adibiti ad
attività sportive

Industria

Edifici adibiti ad
attività artigianali

Edifici adibiti ad attività
industriali

Pubblica Amministrazione

Uffici della PA

Scuole

Ospedali, cliniche
e case di cura

Edifici adibiti ad attività
ricreative o di culto

Edifici adibiti ad
attività sportive

Ricerca e aggregazione dei membri: Comunità energetiche rinnovabili

- Per le comunità energetiche, il vincolo spaziale è dato dalla **cabina MT/BT**, mentre in termini di membri sono ammesse **persone fisiche, PMI e autorità locali**, i quali possono costituire **aggregati omogenei o misti**.
- Gli aggregati **omogenei** contengono solo soggetti appartenenti alla **stessa tipologia**, mentre gli aggregati **misti** possono includere indistintamente **tutte le tipologie** oppure presentare un **«soggetto trainante»** (ad esempio, un'impresa o un'attività commerciale) che funge da **«catalizzatore» dell'iniziativa**, coinvolgendo nella stessa soggetti di taglia più piccola (ad esempio, **utenti residenziali** ubicati nelle vicinanze, nonché sottesi alla medesima cabina secondaria del «soggetto trainante»).
- Da precisare come, sia in questo caso che nel precedente, non necessariamente devono essere aggregate tutte le utenze energetiche all'interno degli interi edifici. Viceversa, l'Energy Community Developer **ha facoltà di rivolgersi anche ad alcune delle utenze**, fatto salvo il rispetto dei vincoli di perimetro dettati dalla normativa (si veda Capitolo 2).



Le attività: Installazione asset

- L'attività di **fornitura degli asset** comprende innanzitutto la **scelta ed il dimensionamento dell'impianto di generazione a fonte rinnovabile** che deve essere installato per la produzione dell'energia a beneficio della configurazione. Tale attività deve essere svolta tenendo conto di eventuali **tecnologie di generazione già presenti ed entrate in esercizio dal 1 marzo 2020 in avanti**, di cui i proprietari abbiano dato la disponibilità per contribuire alla contabilizzazione dell'energia condivisa internamente alla comunità.
- Questa attività si immagina che sia svolta necessariamente con il **supporto di soggetti «esperti»**, in quanto i membri della comunità non possiedono le competenze richieste per svolgere tale attività. I membri rimarranno in ogni caso i detentori degli impianti, ovvero avranno la piena disponibilità degli stessi, pur non essendone necessariamente proprietari.
- Inoltre, il **soggetto responsabile dell'esercizio e della gestione degli impianti è il «produttore»**, così come definito dalla Delibera 318/20 di ARERA, ovvero colui che è titolare dell'officina elettrica e può esercitare l'impianto, sempre nell'interesse della comunità. Un Energy Community Developer può ragionevolmente svolgere il ruolo di produttore.
- Oltre all'impianto di generazione, gli altri impianti che possono essere offerte dall'Energy Community Developer in questa fase comprendono **sistemi di accumulo e colonnine per la ricarica di veicoli elettrici, mentre i dispositivi hardware di misura o dispositivi avanzati di misura e attuazione si immaginano forniti contestualmente all'adozione delle relative piattaforme software a cui sono connessi** e sono inclusi nella fase successiva della filiera.



Le attività: Fornitura tecnologie HW/SW per gestione asset

- La condivisione dell'energia tra i membri della comunità avviene secondo un meccanismo «virtuale» (si vedano Capitoli 2 e 3), pertanto viene utilizzata la **rete esistente** e **non è strettamente necessaria l'installazione di ulteriore tecnologia hardware o software** per abilitare la **condivisione** dell'energia e la relativa contabilizzazione.
- Le tecnologie HW e SW a cui si fa riferimento sono i **dispositivi di misura** e le **piattaforme** per la gestione degli asset descritte nel Capitolo 3. L'Energy Community Developer può avere già a disposizione tali tecnologie in quanto proprietarie o acquisirle da un **technology provider**.
- I vantaggi associati all'adozione di queste tecnologie HW/SW sono:
 - gestione più efficiente ed efficace degli asset installati;
 - «ottimizzazione» della **contabilizzazione dell'energia condivisa**.



Le attività: Fornitura tecnologie HW/SW per gestione asset

- La **gestione più efficiente degli asset** installati fa riferimento alla possibilità di monitorare i dati di funzionamento degli impianti o relativi al consumo di energia da parte degli utenti e, partendo da questi, implementare azioni di efficientamento energetico che danno origine ad un risparmio.
- In secondo luogo, una **gestione più efficace** degli asset è da intendersi nell'ottica di massimizzazione dell'energia condivisa, applicabile soprattutto ai cicli di carica e scarica storage ed eventualmente anche al *load shifting* e *peak shaving* dei consumi.
- L'«ottimizzazione» della **contabilizzazione dell'energia condivisa fa riferimento alla condivisione dei benefici economici tra i diversi membri della configurazione**. In particolare si individuano due casistiche differenti:
 - Nel caso in cui l'Energy Community Developer intendesse adottare **criteri «energetici» per la suddivisione** dei benefici economici tra i diversi membri della configurazione, potrebbe sfruttare **l'infrastruttura di gestione HW e SW che ha installato**, in modo da avere visibilità sui flussi energetici interni alla comunità e poter suddividere i ricavi stimando puntualmente l'ammontare di energia condivisa associato alle singole utenze.
 - Viceversa, nel caso il Developer non installasse l'infrastruttura di gestione HW/SW, per determinare l'ammontare di incentivi spettante ad ogni membro potrebbe optare per un **criterio di ripartizione «non energetico»** (ad esempio la ripartizione millesimale), la cui implementazione non richiederebbe l'ausilio di sistemi di raccolta dati di tipo energetico.

Le attività: Fornitura servizi di efficienza energetica

- La fornitura di servizi di efficienza energetica, al pari della fornitura di tecnologie HW/SW, **non è strettamente necessaria** per l'esercizio di una configurazione di autoconsumo collettivo o energy community, tuttavia **è stata individuata da diversi player come potenziale «add-on» dell'offerta nell'ambito dello sviluppo di queste iniziative.**
- L'Energy Community Developer può infatti **proporre ai membri** della configurazione, direttamente o attraverso il loro referente, **interventi atti all'efficiamento dei loro consumi**, quali ad esempio la sostituzione degli infissi, l'adozione di sistemi illuminazione efficiente, il cappotto termico e altri interventi che permettono di ridurre i consumi dei membri della configurazione.
- A tal fine, la presenza all'interno della comunità di dispositivi atti al monitoraggio dei flussi energetici e di una piattaforma di *energy monitoring* ed *energy management* permette una **valutazione più accurata degli interventi potenzialmente implementabili ed offre la possibilità di «certificare» i risparmi che ciascun intervento di efficientamento ha generato.**
- La fornitura di servizi di efficienza energetica può essere proposta contestualmente alla creazione della configurazione o come passaggio successivo, una volta che è stato creato uno «storico» dei dati sui flussi energetici che caratterizza la configurazione. Inoltre, avendo a disposizione le curve di consumo dei singoli utenti, l'Energy Community Developer può proporre **anche interventi di efficientamento rivolti ai singoli utenti** della configurazione che, per questa attività, agiranno autonomamente rispetto alla configurazione nel suo complesso.



Le attività: Abilitazione alla partecipazione al MSD

- Un'ulteriore attività riguarda la possibile **partecipazione al MSD** (ad oggi nell'ambito del progetto pilota UVAM, si veda Capitolo 1), **tramite l'intervento di un BSP**, che permetta alla comunità di fornire servizi di bilanciamento alla rete.
- Ai sensi del quadro regolatorio vigente, per poter implementare questa attività è necessaria la presenza di specifici dispositivi hardware di monitoraggio (le UPM) e deve essere stabilito un **canale di comunicazione con Terna**. Inoltre, in uno scenario di UVAM con una molteplicità di unità sottese, si prevede la presenza di una piattaforma software dotata del **modulo di Dispatching Management** per la gestione automatizzata degli ordini di dispacciamento.
- Nello scenario attuale, è verosimile immaginare che il **BSP sia un soggetto che svolge la medesima attività con altre UVAM già attive** prima dell'introduzione delle configurazioni di autoconsumo collettivo e di Energy Community, che quindi sia già in possesso dell'infrastruttura tecnologica necessaria per l'abilitazione alla partecipazione al MSD e **proponga alla comunità di entrare a far parte di una di queste aggregazioni già esistenti o di creare una UVAM ex-novo con i membri della configurazione**.
- In uno scenario meno probabile, l'Energy Community Developer, non avendo **esperienze pregresse** con il progetto pilota UVAM né **l'intenzione di avvalersi della collaborazione con un BSP esistente, decide di intraprendere in autonomia questa nuova attività sfruttando l'aggregazione di utenti della Community**. In questo caso, egli dovrebbe occuparsi di **implementare l'intera infrastruttura hardware e software necessaria per l'abilitazione al MSD** (si veda Electricity Market Report 2019, Capitolo 3).



Indice capitolo

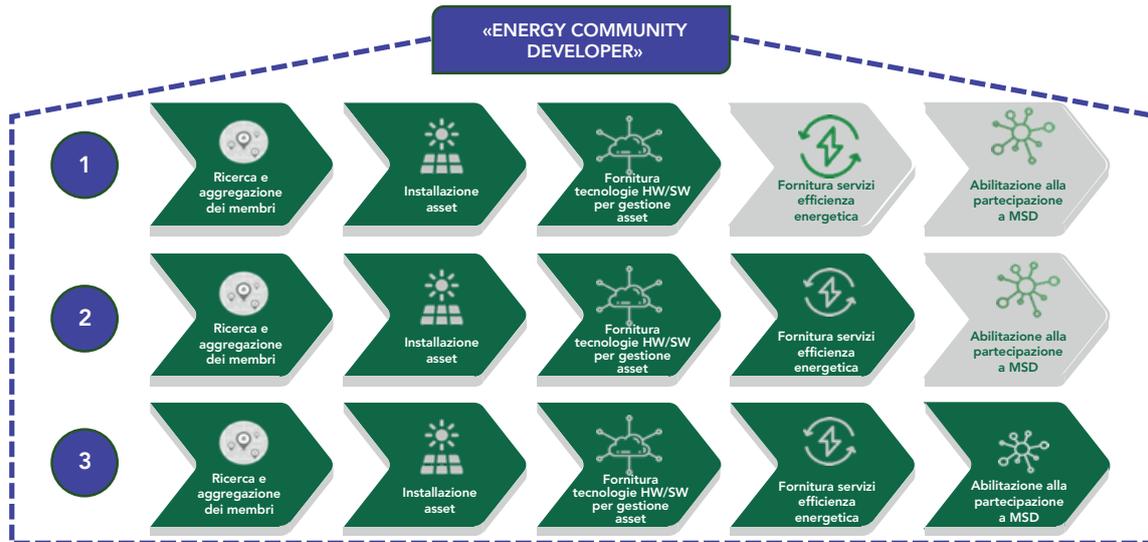
Le attività per la creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo e di Energy Community

Modelli di business adottati dai «soggetti terzi»

L'ampiezza dell'offerta

I modelli di business dei soggetti terzi: I 3 modelli di riferimento

- Si identificano **3 principali articolazioni** del modello di business degli Energy Community Developer, caratterizzati in primo luogo da una **diversa copertura delle attività** precedentemente illustrate.



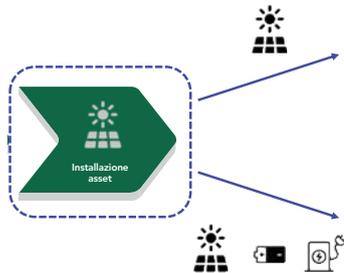
I modelli di business dei soggetti terzi:

I 3 modelli di riferimento – Ipotesi alla base

- Tutti i modelli di business coprono le attività di ricerca ed aggregazione dei membri, fornitura delle tecnologie hardware e software.
- Dal confronto con gli operatori di settore emerge che:
 - **L'aggregazione «spontanea» dei membri sia poco probabile.** Si ritiene altresì cruciale il ruolo di «catalizzatore» svolto dagli Energy Community Developer.
 - Sia opportuno prevedere l'installazione di **tecnologie hardware e software per la gestione degli asset.** Sebbene, dal punto di vista tecnico e normativo-regolatorio, sia fattibile **implementare e gestire gli schemi di autoconsumo collettivo ed Energy Community senza l'introduzione di ulteriori dispositivi di misura e sistemi di monitoraggio/gestione degli asset energetici** (si vedano Capitoli 2 e 3), gli operatori sottolineano come sia loro **intenzione installare dispositivi di misura non fiscali** al fine di avere visibilità diretta e «close to real time» sui dati di consumo e produzione e raccogliarli in una piattaforma che svolga almeno la funzione «base» di monitoraggio, fino a funzioni più avanzate di gestione/ottimizzazione degli asset e ripartizione dell'ordine di dispacciamento in caso la Community partecipi a meccanismi di flessibilità (si veda Capitolo 1).

I modelli di business dei soggetti terzi: Installazione asset «base» o «premium»

- Per ciascuno dei 3 modelli di business identificati, è possibile **distinguere due sotto-casi**, in funzione del **bundle di tecnologie** che caratterizza l'offerta dell'Energy Community Developer.
- La figura mostra un esempio, relativo all'attività «installazione asset».



ASSET«BASE» (a)

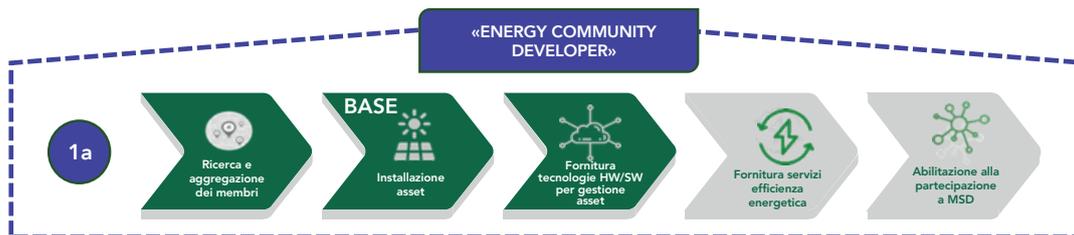
- L'**impianto fotovoltaico** è l'unica tecnologia fornita.
- Nell'attività di fornitura si intendono compresi il **dimensionamento, la progettazione, la gestione e la manutenzione** dell'impianto.

ASSET«PREMIUM» (b)

- L'offerta dell'Energy Community Developer comprende l'impianto **fotovoltaico, lo storage e le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici**.
- Nell'attività di fornitura si intendono compresi il **dimensionamento, la progettazione, la gestione e la manutenzione** degli impianti.

I modelli di business dei soggetti terzi:

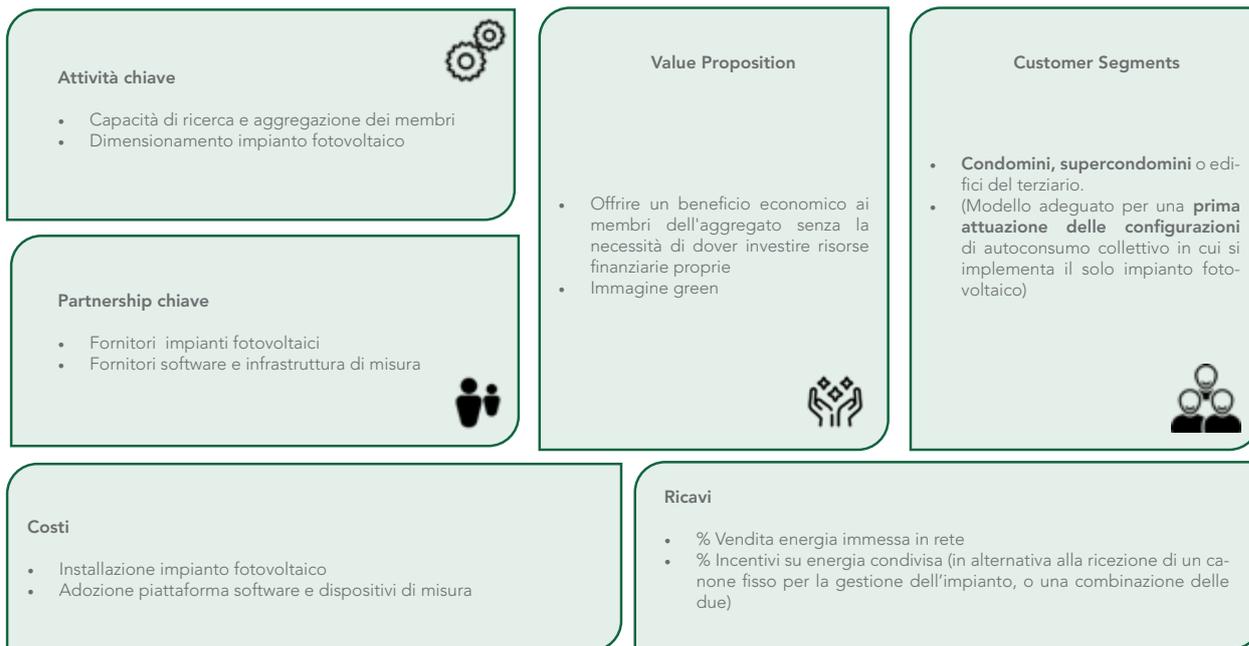
1a – Modello condivisione base



- Modello in cui un soggetto terzo si incarica di **ricercare ed aggregare i membri** di una Community, piuttosto che i condòmini che risiedono nello stesso edificio, e di **installare sia gli asset che le tecnologie hardware e software di gestione** necessarie all'attivazione della comunità.
- In particolare, il soggetto propone un'offerta «base» che prevede di fornire alla Community il solo impianto fotovoltaico, garantendone il relativo dimensionamento e progettazione e la conseguente gestione nel corso della vita utile.
- Inoltre, tra le tecnologie proposte sono previsti anche i **dispositivi di misura aggiuntivi**, funzionali sia alla raccolta dei dati di produzione dell'impianto fotovoltaico sia dei dati di consumo delle utenze POD in prelievo incluse nella Community. I dati raccolti confluiscono nella piattaforma centralizzata tramite cui l'Energy Community Developer può **monitorare i flussi energetici**.
- **Non** offre ulteriori servizi di **ottimizzazione ed efficientamento energetico**, né ha intenzione di abilitare la configurazione alla partecipazione al MSD.

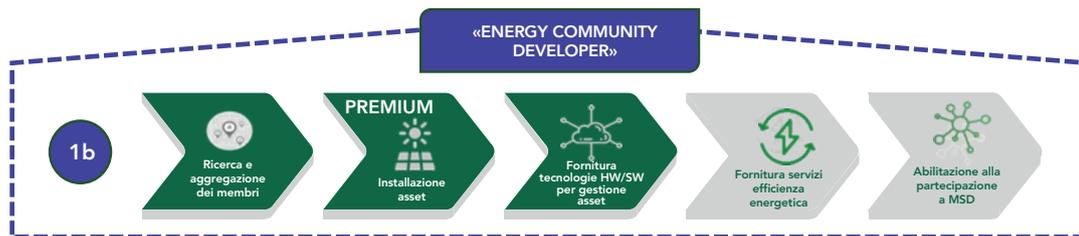
I modelli di business dei soggetti terzi: 1a – Modello condivisione base

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.



I modelli di business dei soggetti terzi:

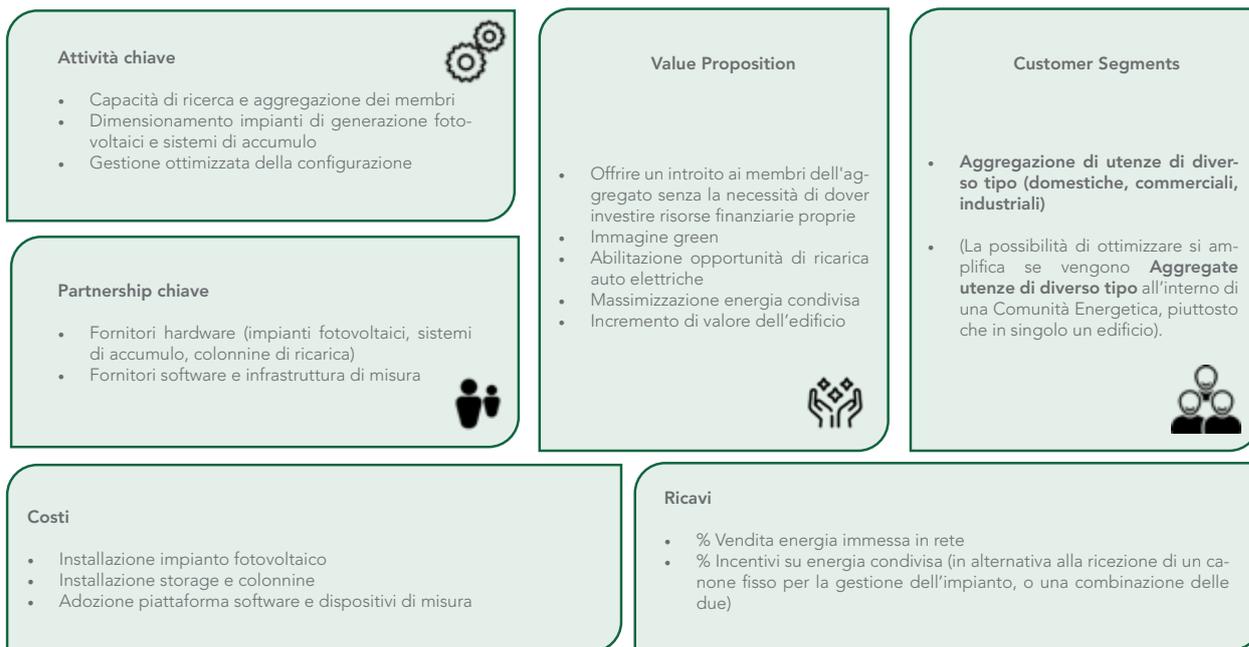
1b – Modello condivisione premium



- La versione «b» del primo modello di business si differenzia per un'offerta «premium» degli asset, che abilita la possibilità di creare una configurazione più avanzata dal punto di vista tecnologico, in cui **oltre all'impianto fotovoltaico sono presenti sistemi di accumulo e colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici.**
- Grazie alla presenza dello storage, e con il supporto di una piattaforma software che oltre al monitoraggio è in grado di svolgere **operazioni di ottimizzazione** (ed eventualmente previsione), viene abilitata l'attività di **accumulo dell'energia** e possono essere attuate strategie di gestione della carica/scarica per **massimizzare la quota di energia condivisa e di conseguenza l'ottenimento degli incentivi.**
- Le attività dell'Energy Community Developer, in questo modello, **non sfociano nella fornitura di altri servizi di efficienza energetica o di partecipazione al MSD.**

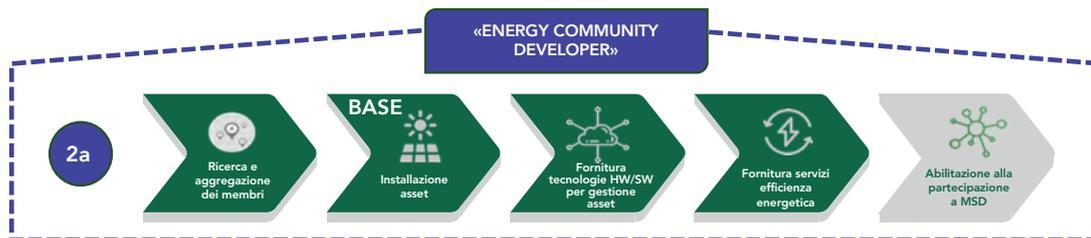
I modelli di business dei soggetti terzi: 1b – Modello condivisione premium

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.



I modelli di business dei soggetti terzi:

2a – Modello servizi base



- Nell'ambito di questo business model, l'Energy Community Developer che promuove la creazione della Community si occupa di installare l'impianto fotovoltaico, i dispositivi di misura e la piattaforma di monitoraggio. Può altresì **proporre interventi di efficienza energetica alle utenze di consumo** incluse nella configurazione (siano esse residenziali, industriali, del terziario o della PA), anche in un secondo momento, sfruttando i dati energetici raccolti ed elaborati dalla piattaforma.
- La creazione della Community rappresenta quindi per il L'Energy Community Developer un **«volano» per l'attivazione di ulteriori servizi**, i quali possono essere attivati in tempi successivi e con **investimenti che seguono modelli di business differenti**. La presenza dell'Energy Community Developer come unico interlocutore della comunità permette di sfruttare le «sinergie» associate all'erogazione di tali servizi in maniera congiunta (con relativo risparmio generale per gli utenti), oltre che (per il Developer stesso) di beneficiare di una ulteriore fonte di ricavi.

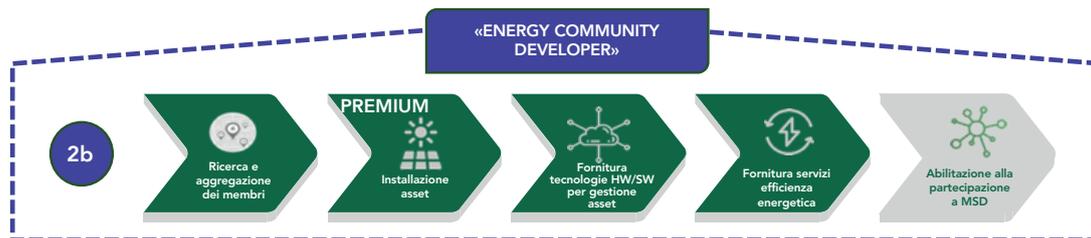
I modelli di business dei soggetti terzi: 2a – Modello servizi base

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.



I modelli di business dei soggetti terzi:

2b – Modello servizi premium



- In questo modello di business l'Energy Community Developer offre anche **tecnologie di accumulo e ricarica auto elettriche**, oltre agli impianti di generazione. Ciò consente di effettuare **un'ottimizzazione più «spinta»** sfruttando la piattaforma di Energy Management.
- All'interno dei modelli di business «servizi» (sia 2a che 2b), la presenza dei **dispositivi di misura e della piattaforma risultano degli elementi chiave per proporre interventi o azioni di efficienza energetica** ai clienti e dare prova del risparmio ottenuto, grazie alla possibilità di confrontare i consumi pre e post intervento.

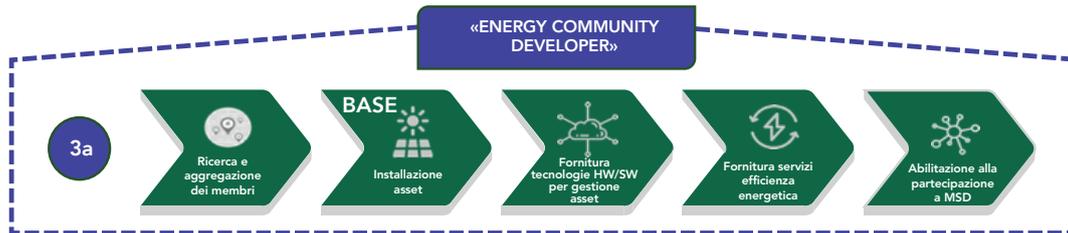
I modelli di business dei soggetti terzi: 2b – Modello servizi premium

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.



I modelli di business dei soggetti terzi:

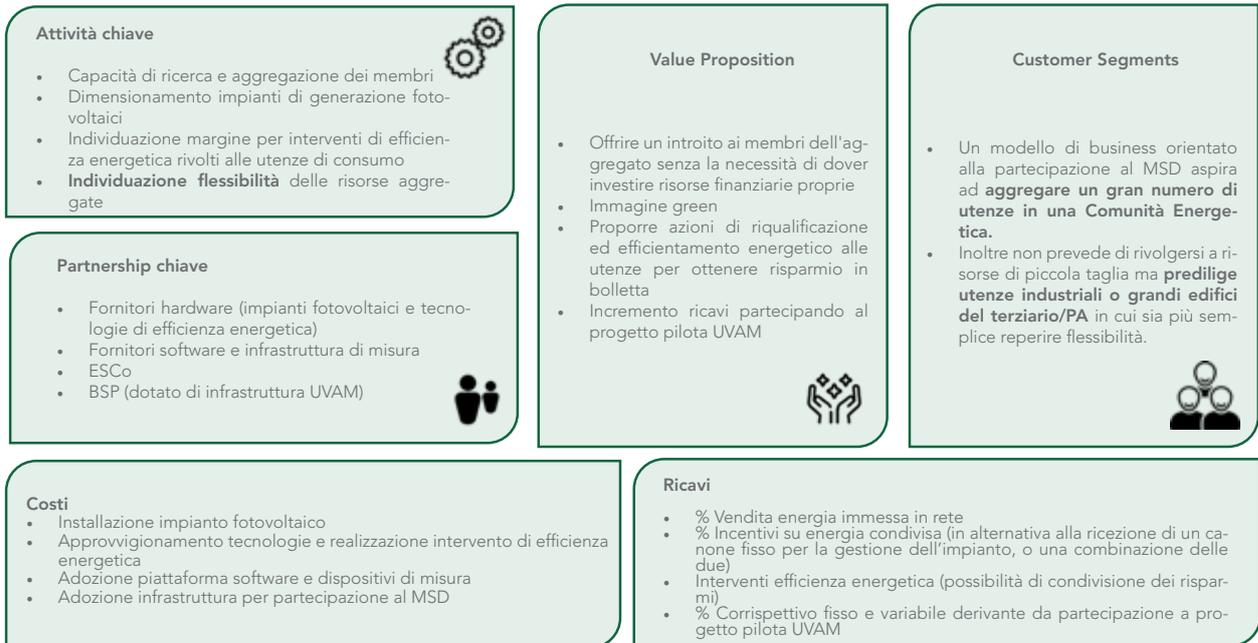
3a – Modello MSD base



- L'ultimo modello di business identificato è quello in cui l'Energy Community Developer, in aggiunta all'ottimizzazione della variabile energetica all'interno della comunità (condivisione dell'energia ed efficientamento energetico), propone alla stessa **la partecipazione a servizi di flessibilità**, sfruttando le risorse a disposizione, che in questo caso base coincidono **con l'impianto fotovoltaico e le utenze di consumo**.
- Ci si può aspettare lo sviluppo di questo livello di business model solo **dopo un certo periodo di sperimentazione delle configurazioni di autoconsumo collettivo**, ma già da ora si può prevedere questo sbocco per questi progetti. La gestione integrata delle risorse e il monitoraggio delle stesse, infatti, permettono un controllo delle risorse che, aggregate, possono fornire un margine rilevante di **flessibilità alla rete**.
- La partecipazione al MSD avviene per il tramite di un BSP che possiede l'infrastruttura tecnologica necessaria (si veda a tal proposito la quarta configurazione tecnologica del Capitolo 3).

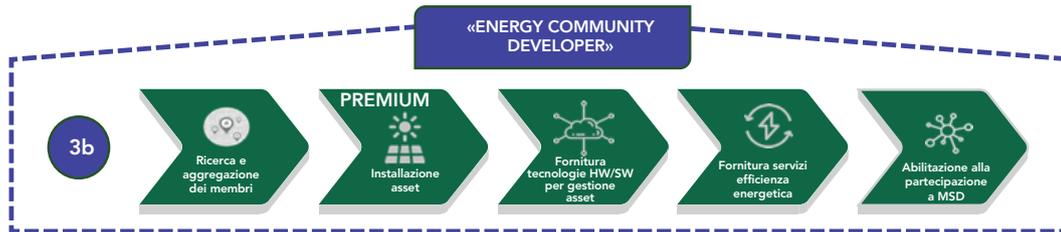
I modelli di business dei soggetti terzi: 3a – Modello MSD base

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.



I modelli di business dei soggetti terzi:

3b – Modello MSD premium



- Similmente al caso precedente, l'Energy Community Developer è in grado di **sfruttare la flessibilità delle risorse sottese** alla configurazione e abilitare la partecipazione al MSD. Rispetto al caso base ci sono **più tecnologie «flessibili»** coinvolte: non ci si limita infatti alla modulazione dei consumi ma si hanno a disposizione anche **sistemi di storage e colonnine di ricarica**.
- Dunque in questo modello di business esiste l'opportunità di sfruttare al massimo le risorse, sia in ottica di ottimizzazione dell'energia condivisa, sia in ottica di fornitura di flessibilità al sistema.
- Per **«catturare» tutte le opportunità di ricavo esistenti è fondamentale disporre di una infrastruttura tecnologica**, nello specifico di una piattaforma, in grado di effettuare valutazioni economiche che vadano ad individuare l'opzione di utilizzo degli asset che sia più conveniente attuare in un certo intervallo temporale, confrontando tra loro le possibili alternative e ricevendo in input dati di mercato. Inoltre, per attuare questo tipo di strategie di gestione «avanzata», risulta un elemento chiave la presenza di asset telecontrollabili che attuano i set point inviati dalla piattaforma.

I modelli di business dei soggetti terzi: 3b – Modello MSD premium

- Per individuare i punti chiave dei modelli di business sopra descritti, si riportano le principali informazioni caratterizzanti ognuno di essi in uno **schema semplificato del Business Model Canvas**.

Attività chiave

- Capacità di ricerca e aggregazione dei membri
- Dimensionamento impianti di generazione fotovoltaici e storage
- Individuazione margine per interventi di efficienza energetica rivolti alle utenze di consumo
- **Individuazione flessibilità** delle risorse aggregate



Partnership chiave

- Fornitori hardware (impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo, colonnine di ricarica, tecnologie di efficienza energetica)
- Fornitori software e infrastruttura di misura
- ESCo
- BSP (dotato di infrastruttura UVAM)



Value Proposition

- Offrire un introito ai membri dell'aggregato senza la necessità di dover investire risorse finanziarie proprie
- Immagine green
- Abilitazione opportunità di ricarica auto elettriche e massimizzazione energia condivisa
- Proporre azioni di riqualificazione ed efficientamento energetico alle utenze per ottenere risparmio in bolletta
- Incremento ricavi partecipando al progetto pilota UVAM.



Customer Segments

- Un modello di business orientato alla partecipazione al MSD aspira ad **aggregare un gran numero di utenze in una Comunità Energetica**.
- Inoltre non prevede di rivolgersi a risorse di piccola taglia ma **predilige utenze industriali o grandi edifici del terziario/PA** in cui sia più semplice reperire flessibilità.



Costi

- Installazione impianto fotovoltaico, storage e colonnine
- Adozione piattaforma software e dispositivi di misura
- Approvvigionamento tecnologie e realizzazione intervento di efficienza energetica
- Adozione infrastruttura per partecipazione al MSD

Ricavi

- % Vendita energia immessa in rete
- % Incentivi su energia condivisa (in alternativa alla ricezione di un canone fisso per la gestione dell'impianto, o una combinazione delle due)
- Interventi efficienza energetica (possibilità di condivisione dei risparmi)
- % Corrispettivo fisso e variabile derivante da partecipazione a progetto pilota UVAM

Indice capitolo

Le attività per la creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo e di Energy Community

Modelli di business adottati dai «soggetti terzi»

L'ampiezza dell'offerta

I modelli di business dei soggetti terzi: Le attività coperte

- Sulla base delle interazioni con i principali player del settore si propone una clusterizzazione dei player oggetto dell'indagine empirica relativamente ai diversi business model analizzati.

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 dei soggetti terzi: Messaggi chiave

- L'analisi empirica mostra **una molteplicità di articolazioni del modello di business attualmente al vaglio per promuovere iniziative** in tema di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e comunità energetiche, recentemente abilitate all'interno del contesto italiano.
- I 6 modelli di business identificati si differenziano *in primis* sulla base delle **attività che un Energy Community Developer gestisce** all'interno del proprio modello di business e del **portafoglio di tecnologie offerto**.
- In un contesto fortemente in divenire, i principali «**punti fermi**» appaiono i seguenti:
 - Tutti i modelli di business 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)**.

I modelli di business dei soggetti terzi: Messaggi chiave

- Ciò che emerge dalle interviste condotte con i player è una **sostanziale intenzione di offrire** alle configurazioni di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e comunità energetiche la possibilità di installare il **pacchetto «premium»** di tecnologie, che oltre all'impianto fotovoltaico comprende anche i sistemi di accumulo e le colonnine di ricarica.
- Tuttavia, l'intero campione di soggetti intervistati ha sottolineato come **in una fase di sviluppo iniziale** siano disposti ad installare **l'impianto fotovoltaico ed eventualmente valutare in seguito l'annessione di un sistema di accumulo e di colonnine di ricarica**. In questo modo risulterebbe più semplice ed immediata «l'attivazione» delle configurazioni.
- I modelli di business **1a e 3a non risultano dunque rappresentare il modello di business a cui gli operatori tendono** e che intendono effettivamente offrire ai clienti, tuttavia possono trovare applicazione in una fase iniziale di sviluppo delle Community nel corso di questi primi mesi di sperimentazione.
- Fa eccezione il modello **2a**, il quale risulta essere di riferimento per **alcune ESCo** che focalizzano il concetto delle Community sull'opportunità di **aggregare un gruppo di utenti locali** tramite la possibilità di effettuare un investimento comune in una tecnologia green ed offrire loro servizi di efficienza energetica mirati a generare un risparmio in bolletta. La Community in questo caso rappresenta principalmente un'occasione per avere accesso ai dati di consumo degli utenti, tramite i sistemi di monitoraggio installati, ed offrire loro delle soluzioni mirate. Queste attività sono più adeguate per utenti di grandi dimensioni (del terziario o industriali) o ad utenti anche di piccole dimensioni ma localizzati nel medesimo edificio.

I modelli di business dei soggetti terzi: Messaggi chiave

- Il modello di business **1b**, a differenza del 2b appena descritto, si pone come **obiettivo principale la creazione della comunità energetica o dell'autoconsumo collettivo per cogliere le opportunità di ricavo insite nello schema**, piuttosto che focalizzarsi sui servizi "complementari" di efficienza energetica e partecipazione al MSD. Appare d'interesse soprattutto per quelle utility che intendano avviare o consolidare una relazione con le utenze in merito alla fornitura di energia.
- 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 (modello 2b)**, attività che risulta «core» per le **ESCo** ma che sta assumendo sempre più rilevanza anche per le **utility**, le quali negli anni hanno sviluppato al loro interno una divisione di efficienza energetica con risorse interne e/o sfruttando operazioni di M&A aventi come «target» ESCo attive sul mercato.
- Soffermandosi sull'attività di **partecipazione al MSD**, emerge una sostanziale «scopertura» di tale fase, 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 (utility, cluster 3).
- Trasversalmente ai diversi business model, emerge il ruolo importante giocato dai **technology provider** come partner «abilitatori» dei diversi modelli di business.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



La sostenibilità economica delle Energy Community 5

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di valutare la **sostenibilità economica delle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche**. Questo viene effettuato tramite:
 - La **creazione dei business case**, identificando il **numero e le caratteristiche delle utenze e degli asset** da includere all'interno della configurazione;
 - La **costruzione di un modello di simulazione** che, a seconda delle caratteristiche degli utenti e degli asset, restituisca i profili di consumo dei singoli membri e il profilo di produzione degli impianti;
 - La **valutazione economica dei business case** utilizzando i «tradizionali» **indicatori DCF (IRR e PBT)**.

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Creazione dei business case: Gli step metodologici

- L'obiettivo del presente capitolo è di **analizzare la sostenibilità economica associata alla creazione e gestione di configurazioni di «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e di «comunità energetiche rinnovabili».**
- In particolare, il procedimento prevede i seguenti step:
 1. Identificazione del **numero e delle caratteristiche delle utenze e degli asset** da includere all'interno della configurazione (eventualmente appartenenti a diversi ambiti, quali ad esempio residenziale, terziario, industriale).
 2. Identificazione dei **profili di domanda** di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di una comunità di energia rinnovabile, composte da **diversi tipi di utenti** (come dettagliato nel seguito);
 3. Identificazione dei **business case «rappresentativi»** per ciascuna configurazione, sulla base di quanto descritto nel Capitolo 3 in merito alla **dotazione tecnologica** delle configurazioni e nel Capitolo 4 in merito ai **modelli di business** adottati dai soggetti terzi, oltre che alle **modalità di finanziamento**;
 4. Identificazione delle **voci di costo e di ricavo associate alla creazione e gestione di tali configurazioni**;
 5. Stima della **sostenibilità economica** di ciascun business case, assumendo la **duplice prospettiva degli utenti coinvolti** e, ove presenti, di **soggetti terzi** che partecipano alla creazione e gestione della configurazione.

Creazione dei business case: Le configurazioni analizzate

- Sono stati identificati **sei archetipi rappresentativi** di gruppi di utenti diversi per ampiezza ed eterogeneità dei membri.

Autoconsumatori
di FER che
agiscono
collettivamente



- **Condominio:** la configurazione comprende **20 utenti residenziali**, differenti per numerosità dei nuclei familiari e abitudini dei membri.



- **Centro commerciale:** la configurazione **comprende 65 negozi**, di tre differenti dimensioni, che si trovano all'interno del medesimo edificio.



- **Quartiere residenziale:** la configurazione comprende **80 utenti residenziali** con le stesse caratteristiche degli utenti inseriti nella configurazione del condominio, per permettere un'analisi della sostenibilità economica dei business case al variare della numerosità dei membri.



- **Quartiere con utenti residenziali e del terziario:** la configurazione comprende **60 utenti residenziali e 10 utenze tipo ufficio**. L'analisi permette di individuare la variazione della sostenibilità economica del modello in presenza di utenze con profili di consumo sensibilmente differenti.



- **Area urbana mista:** la configurazione comprende **un'utenza industriale** che autoconsuma l'energia e condivide l'eccesso con **45 utenti residenziali** al contorno, formando una comunità di energia di rinnovabile.

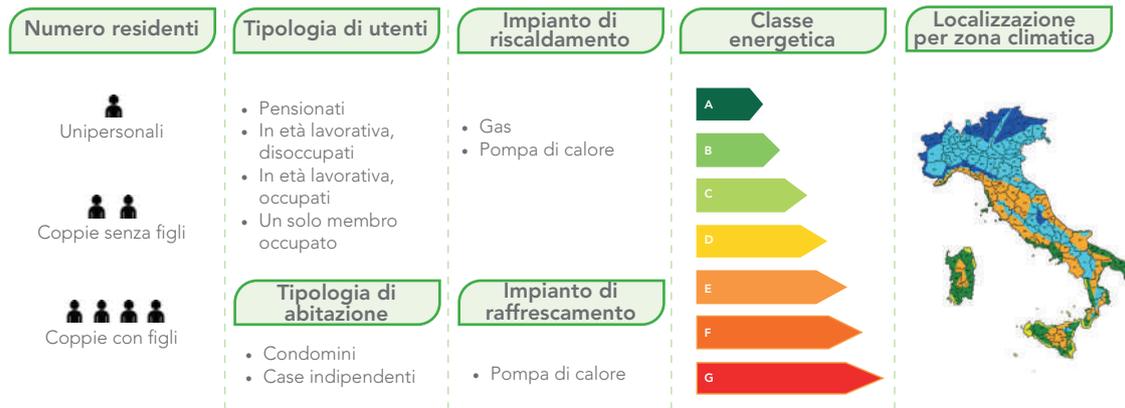


- **Distretto industriale:** la configurazione comprende **14 PMI** che condividono l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato a terra.

Comunità
energetica

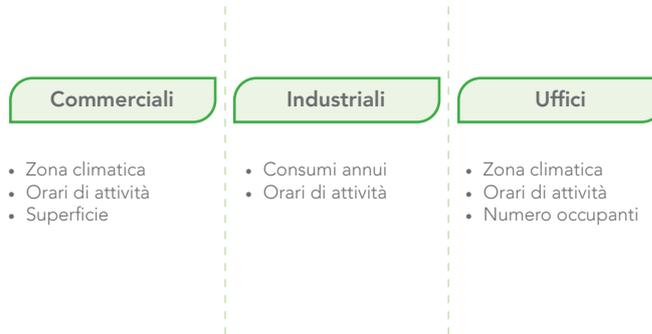
Creazione dei business case: Costruzione della curva di domanda

- L'analisi prosegue con la **modellizzazione degli utenti**, al fine di ottenere il **profilo orario di consumo per diversi tipi di utenti**, per tutti i giorni dell'anno.
- Per gli **utenti domestici** sono state considerate le seguenti **variabili** (e relativi esempi esplicativi), tenendo conto delle caratteristiche rappresentative delle famiglie italiane.



Creazione dei business case: Costruzione della curva di domanda

- Per quanto riguarda gli **utenti commerciali, industriali, gli uffici e le utenze della pubblica amministrazione**, la costruzione del profilo orario di consumo è stata effettuata considerando le seguenti variabili:



- Ottenuti i **profili di consumo su base oraria di ciascuna tipologia di utente**, essi sono stati «**aggregati**» per ottenere il **profilo complessivo di diverse configurazioni**, ciascuna delle quali contiene diverse **tipologie e numerosità di soggetti** fra quelli sopracitati.

I business case oggetto d'analisi

- Con riferimento alle **configurazioni tecnologiche** introdotte nel **Capitolo 3** e ai **modelli di business** introdotti nel **Capitolo 4**, si identificano gli **approcci perseguibili da un developer per la creazione delle configurazioni**, che saranno utilizzati (in toto o in parte) nei successivi business case.

		BUSINESS MODEL DELL'ENERGY COMMUNITY DEVELOPER					
		Condivisione base (1a)	Condivisione premium (1b)	Servizi base (2a)	Servizi premium (2b)	MSD base (3a)	MSD premium (3b)
CONFIGURAZIONI TECNOLOGICHE	Caso 1a «Pura condivisione»	-	-	-	-	-	-
	Caso 1b «Pura condivisione digital»	I) Fornitura impianto FV con software	-	Ib*) Fornitura impianto FV, software e servizi di efficienza energetica	-	-	-
	Caso 2 «Condivisione ottimizzata»	-	II) Fornitura impianto FV, storage, software	-	IIb*) Fornitura impianto FV, storage, software e servizi di efficienza energetica	-	-
	Caso 3 «Condivisione Smart»	-	-	-	-	III) Fornitura impianto FV, software, servizi di efficienza energetica, partecipazione MSD	IV) Fornitura impianto FV, storage, colonnine, software, servizi di efficienza energetica, partecipazione MSD

(*) Esclusi dal perimetro di analisi

I business case oggetto d'analisi

- Le analisi successive si focalizzano sugli **approcci I, II, III e IV**. Viceversa, gli approcci **I.b e II.b** - che in maniera incrementale rispetto agli approcci I e II prevedono la presenza di **servizi di efficienza energetica** - non sono trattati in maniera estensiva, ovvero si presenta solo l'effetto incrementale dovuto all'implementazione di tali interventi di efficienza energetica.
- Ciò in virtù del fatto che si prevede che **tali interventi possano essere effettuati in un secondo momento** rispetto alla creazione della configurazione, facendo leva sul set di dati relativi alle variabili energetiche che caratterizzano le utenze coinvolte nella configurazione, raccolti grazie all'infrastruttura di misura installata (aggiuntiva rispetto al contatore fiscale).
- Tali servizi di efficienza energetica sono inseriti anche nell'offerta degli ultimi due modelli di business denominati «MSD», all'interno dei quali non si considererà l'impatto marginale dovuto agli interventi di efficienza energetica, in coerenza con quanto appena discusso.
- Per ognuno dei sei archetipi analizzati, si riporta un Box con un esempio di alcuni interventi di efficienza energetica che potrebbero essere implementati dal developer per le diverse tipologie di edifici ed utenti considerati, evidenziandone la sostenibilità economica sia dal punto di vista del developer che dell'utente.

I business case oggetto d'analisi: Le modalità di finanziamento

- Un'ulteriore distinzione all'interno di ciascun approccio riguarda la **modalità utilizzata per finanziare gli investimenti**. In particolare, si distingue tra:

Investimento «Developer» (D)

- **Investimento a carico di un soggetto esterno alla configurazione (cosiddetto Developer)**, che propone ai membri dell'Energy Community o della configurazione di autoconsumo collettivo la condivisione dei benefici associati alla creazione della configurazione medesima;

Investimento «condiviso» (C)

- Gli **utenti sostengono il 50% dell'investimento necessario** per la creazione della configurazione, la restante parte essendo a carico del **Developer, il quale beneficia della cessione integrale del credito** ottenuto dagli utenti tramite la detrazione fiscale (Ecobonus 50%);

Investimento «autonomo» (A)

- **In alternativa**, i costi per la creazione della configurazione **possono essere sostenuti esclusivamente dagli autoconsumatori collettivi o dall'entità giuridica dell'Energy Community**, nel caso in cui non si preveda il coinvolgimento di un Developer.

Costruzione del modello di simulazione: Voci di costo e ricavo

- Al fine di valutare la **sostenibilità economica dell'investimento associato alla creazione e gestione di una configurazione di autoconsumo collettivo o di comunità energetica**, sono state in primo luogo identificate le voci di costo e di **ricavo che caratterizzano l'investimento**.



- Le voci di costo e di ricavo saranno rispettivamente quantificate e ripartite tra i diversi soggetti coinvolti sulla base del **business case oggetto d'analisi**, come descritto successivamente.
- Per la valutazione della sostenibilità economica degli investimenti, sono utilizzati gli indicatori **IRR e PBT**. In particolare, saranno presentati i valori di **IRR_{unlevered}** in caso di **investimento «full-equity»**, ipotizzando un **orizzonte temporale complessivo di 20 anni**. In ultimo, si sottolinea che, tra i costi, non sono state considerate imposte per le configurazioni di comunità energetiche o di autoconsumatori collettivi, ritenendo che svolgano **attività esenti da tassazione**.

Costruzione del modello di simulazione: Definizioni

- La tabella riporta una descrizione sintetica delle voci «energetiche» ed «economiche» utilizzate nella presentazione dei risultati delle analisi svolte.

Voce	Descrizione
Energia autoconsumata	Ammontare di energia prodotta dall'impianto (o dagli impianti) di produzione all'interno della configurazione che viene autoconsumata in modo fisico grazie alla connessione tra l'impianto di produzione e l'utenza (es., utenze comuni condominiali).
% Energia autoconsumata	Rapporto tra l'energia autoconsumata annualmente e la produzione annua dell'impianto di generazione.
Energia condivisa	Il minimo, in ciascun periodo di misura orario, tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile (come da Delibera ARERA 318/20).
% Energia condivisa	Rapporto tra l'energia condivisa annualmente e la produzione annua dell'impianto di generazione.
% Energia condivisa sui consumi	Rapporto fra l'energia elettrica condivisa annualmente ed i consumi totali di energia elettrica delle utenze che fanno parte della configurazione di autoconsumatori collettivi o comunità energetica.

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – i casi analizzati

- In tabella si riportano i business case analizzati riferiti alla configurazione di un **condominio («COND»)** di **20 famiglie** che agiscono come un gruppo di **autoconsumatori collettivi**.
- Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
COND I.C	Impianto fotovoltaico, HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Condiviso
COND I.D			Developer
COND I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
COND II.C	Impianto fotovoltaico, storage e HW/SW di gestione	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte del developer)	Condiviso
COND II.D			Developer
COND II.A	Impianto fotovoltaico, storage	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
COND IV.C	Impianto fotovoltaico, storage, HW/SW di gestione, colonnine per ricarica veicoli elettrici, infrastruttura MSD	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage, gestione asset, ricarica veicoli elettrici e partecipazione al MSD tramite storage (da parte del developer)	Condiviso
COND IV.D			Developer

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – le ipotesi alla base

- I tre «cluster» di business case analizzati (COND I, COND II e COND IV) sono caratterizzati da un **livello crescente di complessità, dal punto di vista tecnologico e delle attività svolte.**
- Per quanto riguarda i primi due cluster di business case (COND I e COND II), si presenta il confronto fra **due alternative** che vedono la **partecipazione del Developer (che finanzia in toto o in parte la creazione della configurazione)** con una **terza alternativa** (più semplice dal punto di vista tecnologico (ossia che esclude la presenza del sistema HW/SW di gestione, non strettamente necessario) in cui il finanziamento è totalmente a carico degli utenti).
- Un **significativo vantaggio** derivante dalla **presenza di un developer**, che condivide o sostiene per intero l'investimento iniziale, riguarda 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**).
- Nel caso in cui l'investimento sia autonomo, si ipotizza che gli utenti **acquistino in modalità «chiavi in mano» gli impianti e non adottino nessuna infrastruttura hardware e software per la misura delle variabili energetiche, ma si affidino ad un soggetto terzo per la gestione degli impianti installati, a fronte del pagamento di un canone annuo di gestione.**
- Per quanto riguarda il terzo cluster di business case (COND IV), **non si presenta l'opzione di investimento autonomo da parte degli utenti** in quanto la si ritiene poco plausibile (nella misura in cui si ritiene necessaria la presenza di un developer che possieda competenze specifiche in questo ambito).

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – profili di consumo

- La prima configurazione presa in esame rappresenta un **condominio** composto da **20 «autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile»** che **condividono l'energia prodotta dal medesimo impianto fotovoltaico** installato sul tetto dell'edificio.
- In tabella si riportano i consumi annui per famiglia e quelli relativi alle utenze condominiali. Oltre al valore annuo, tra gli utenti considerati variano i profili di consumo, sia in base alla tipologia di utente che alla latitudine.

Dettaglio utenze domestiche in condominio					
Numerosità	Tipologia di famiglia	Dotazione tecnologica	Consumi annui/famiglia NORD	Consumi annui/famiglia CENTRO	Consumi annui/famiglia SUD
5	1 persona (occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	2.330 kWh	2.400 kWh	2.530 kWh
5	2 persone (di cui un occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.170 kWh	3.270 kWh	3.460 kWh
5	2 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.040 kWh	3.130 kWh	3.200 kWh
5	4 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.800 kWh	3.880 kWh	4.000 kWh
1	Utenze condominiali	Ascensori, illuminazione	16.000 kWh		

Business case COND I.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Il Business case **COND I.C** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW** e dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset**;
 - I membri pagano il **50% dei CAPEX** al momento dell'installazione e provvedono alla **cessione integrale al developer del credito** ottenuto tramite la detrazione fiscale. Il developer riceverà inoltre una quota dei benefici economici complessivi (escluso il valore economico dell'energia autoconsumata fisicamente).

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	30 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	7.110 kWh/anno
% Energia autoconsumata	19%
Energia condivisa	15.000 kWh/anno
% Energia condivisa	40%
% En. Condivisa sui consumi	24%
% Investimento developer	50%
k developer (full-equity)	7%
% Investimento utenti	50%
k utenti (full-equity)	4%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Business case COND I.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	39.000* €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	1.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	300 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia autoconsumata	160 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate	$2,6\% * Pz * \text{Energia condivisa}$
	Detrazione fiscale	50% dell'investimento

(*) Il developer beneficia di un effetto scala sull'investimento, stimabile nell'ordine del 30%.

Business case COND I.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Ipotizzando una **ripartizione egualitaria (50%-50%)** tra il **developer** e gli utenti dei **benefici economici** complessivi (escluso il valore economico dell'energia autoconsumata fisicamente), **l'IRR per gli utenti è pari al 12,5%** (con un **PBT pari a 9 anni**), mentre per il **developer l'IRR è pari al 13,5%** (**PBT pari a 8 anni**).

Investimento condiviso		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie e perdite di rete evitate	143 €/anno
	Risparmio su energia autoconsumata	1.138 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	1.500 €/anno
	Cessione energia alla rete	1.520 €/anno
	TOTALE	4.300 €/anno

DEVELOPER

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
13,5%

Pay Back Time
8 anni

UTENTI

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
12,5%

Pay Back Time
9 anni

Business case COND I.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **140 e 160 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	139 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	150 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	140 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	160 €/anno

- La **ripartizione dei benefici** tra le diverse tipologie di utenti (famiglie) avviene secondo un **criterio «energetico*»** , ossia tenendo conto del contributo di ciascuno ai fini dell'intero ammontare di energia condivisa in ogni ora. Lo stesso criterio è utilizzato per le successive simulazioni, relative alle altre configurazioni.

(*) possono essere previsti altri criteri di ripartizione, come indicato nel Capitolo 2

Business case COND I.C - Sintesi:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- La tabella mostra il risultato di un'analisi di sensitività per il caso mostrato in precedenza, al fine di evidenziare l'**impatto relativo alla localizzazione geografica della configurazione, che in generale non risulta particolarmente significativo.**
- In secondo luogo, le medesime analisi sono presentate con riferimento ad un **impianto fotovoltaico di taglia maggiore, pari a 60 kW**, mantenendo ferme tutte le altre ipotesi di lavoro illustrate in precedenza. **Questo caso presenta economics più interessanti** (rispetto al caso con impianto fotovoltaico da 30 kW) **per il developer**, che beneficia di un significativo introito aggiuntivo dovuto alla maggiore taglia dell'impianto, viceversa gli **utenti registrano un peggioramento degli economics stessi** (sotto l'ipotesi **ripartizione egualitaria** dei benefici economici).

	NORD	CENTRO	SUD	NORD	CENTRO	SUD
Taglia impianto	30 kW			60 kW		
IRR Developer	13%	13,5%	15,5%	17,5%	18%	19,5%
PBT Developer	8 anni	8 anni	7 anni	7 anni	6 anni	6 anni
IRR Utenti	12%	12,5%	13,5%	8,5%	9%	10%
PBT Utenti	9 anni	9 anni	8 anni	12 anni	12 anni	11 anni

Business case COND I.D: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- Il Business case **COND I.D** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW** e dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset**;
 - Il **developer investe totalmente negli impianti**, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile. Il developer riceverà inoltre una opportuna **quota dei benefici economici** in modo da giustificare la sua attività.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%, escluso l'autoconsumo fisico)** esso non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un **PBT superiore alla vita utile** (anche simulando la presenza di un impianto fotovoltaico di taglia pari a 60 kW).

Business case COND I.A: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Il Business case **COND I.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano l'impianto tramite un investimento collettivo.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	30 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	7.110 kWh/anno
% Energia autoconsumata	19%
Energia condivisa	15.000 kWh/anno
% Energia condivisa	40%
% En. Condivisa sui consumi	24%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

Business case COND I.A:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	39.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	360 €/unità
		Spese amministrative	500-1.000 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi		Valore energia autoconsumata	160 €/MWh
		Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
		Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
		Restituzione componneti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
		Perdite di rete evitate	$2,6\% * Pz * \text{Energia condivisa}$
		Detrazione fiscale	50% dell'investimento

Business case COND I.A:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30

- Simulando lo scenario con **investimento totalmente a carico degli utenti**, l'IRR associato all'investimento **varia tra l'8% ed il 10%** (al variare delle spese amministrative), con un PBT compreso tra 9 ed 11 anni.
- **Rispetto allo scenario con investimento condiviso, emerge un peggioramento dell'IRR per gli utenti di circa 2-3 punti percentuali, cui corrisponde un incremento del PBT di 2-3 anni.**

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componneti tariffarie e perdite di rete evitate	143 €/anno
	Risparmio su energia autoconsumata	1.138 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	1.500 €/anno
	Cessione energia alla rete	1.520 €/anno
	TOTALE	4.300 €/anno

UTENTI

IRR
10%

Pay Back Time
9 anni

Spese amministrative = 500 €/anno

IRR
8%

Pay Back Time
11 anni

Spese amministrative = 1.000 €/anno

Business case COND I.A:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- La tabella mostra il valore del **marginale operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **250 e 280 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.
- Tale valore è significativamente superiore rispetto **allo scenario con investimento condiviso**, tuttavia in questo scenario **gli utenti devono sostenere la totalità dell'investimento iniziale**.

Utenti	
Tipologia di famiglia	Marginale operativo annuo (ricavi – costi annui)*
1 persona (occupato)	248 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	266 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	249 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	282 €/anno

- È altresì da sottolineare che, nello scenario con investimento condiviso, **non sono stimati** (in via cautelativa) **eventuali effetti positivi sull'ammontare di energia condivisa determinati dalla presenza dei dispositivi HW/SW di gestione**.

(*) Valore valido per i primi 10 anni, calcolato con spese amministrative pari a 500 €/anno. Include anche la suddivisione della detrazione fiscale e dei risparmi sulle utenze comuni tra le 20 utenze.

Business case COND I.A - Sintesi:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- La tabella mostra il risultato di un'analisi di sensitività per il caso mostrato in precedenza, al fine di evidenziare **l'impatto relativo alla localizzazione geografica della configurazione, che in generale non risulta particolarmente accentuato.**
- Passando dalle regioni del Nord a quelle del Sud (considerando che la producibilità media degli impianti aumenti da 1.150 heq a 1.350 heq, oltre ad una variazione nei profili di consumo degli utenti) si ottiene un incremento dell'IRR dell'1,5%÷2%. I range mostrati in tabella, inoltre, rappresentano una analisi di sensitività sui costi amministrativi, che vengono fatti variare tra 500 €/anno e 1.000 €/anno.
- Inoltre, vengono presentati i risultati relativi all'installazione di un **impianto fotovoltaico da 60 kW**, mantenendo ferme tutte le ipotesi illustrate in precedenza. **L'incremento della taglia non porta ad un miglioramento dei risultati economici nel caso considerato.**

	NORD	CENTRO	SUD	NORD	CENTRO	SUD
Taglia impianto	30 kW			60 kW		
IRR Utenti	8-10%	8-10%	10-12%	7-9%	8-9%	9-10%
PBT Utenti	10-11 anni	9-11 anni	9-10 anni	11-12 anni	10-11 anni	9-10 anni

Business case COND II.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Il Business case **COND II.C** prevede le seguenti ipotesi:
- Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW, storage (batteria agli ioni di litio) da 20 kWh e dell'infrastruttura HW/SW** per la gestione degli asset;
- I membri pagano il **50% dei CAPEX** al momento dell'installazione e provvedono alla **cessione integrale al developer del credito** ottenuto tramite la detrazione fiscale. Il developer riceverà inoltre una **quota dei benefici economici** complessivi (escluso il valore economico dell'energia autoconsumata fisicamente).

Impianto FV e storage – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto FV	30 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Taglia storage	20 kWh
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	7.110 kWh/anno
% Energia autoconsumata	19%
Energia condivisa	21.640 kWh/anno
% Energia condivisa	58%
% En. Condivisa sui consumi	34%
% Investimento developer	50%
k developer (full-equity)	7%
% Investimento utenti	50%
k utenti (full-equity)	4%

Business case COND II.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Si ipotizza la sostituzione del sistema di storage al decimo anno con un sistema avente un CAPEX pari al 40% del CAPEX attuale.

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	39.000* €
		Storage	15.000* €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	1.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	360 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia autoconsumata	160 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate	2,6%*Pz*Energia condivisa
	Detrazione fiscale	50% dell'investimento

(*) Il developer beneficia di un effetto scala sull'investimento, stimabile nell'ordine del 30%.

Business case COND II.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Ipotizzando una **ripartizione egualitaria (50%-50%)** tra il **developer** e gli utenti dei **benefici economici** complessivi (escluso il valore economico dell'energia autoconsumata fisicamente), **l'IRR per gli utenti è pari al 9,5% (con un PBT pari a 12 anni)**, mentre per il **developer l'IRR è pari al 14,5% (PBT pari a 7 anni)**.
- **La presenza del sistema di storage ha, coeteris paribus, un impatto marginale positivo sull'investimento per il developer**, nell'ordine di circa +1% di IRR e -1 anno di PBT rispetto al caso COND IC, che non prevedeva l'installazione di uno storage. Viceversa, **l'impatto per gli utenti è peggiorativo**, a meno di una revisione della ripartizione dei benefici economici con il developer.

Investimento condiviso		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie e perdite di rete evitate	206 €/anno
	Risparmio su energia autoconsumata	1.138 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	2.165 €/anno
	Cessione energia alla rete	1.520 €/anno
	TOTALE	5.027 €/anno

DEVELOPER

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
14,5%

Pay Back Time
7 anni

UTENTI

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
9,5%

Pay Back Time
12 anni

Business case COND II.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi** e costi operativi annui) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **130 e 160 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.
- Rispetto al caso omologo (COND I.C), **tale margine operativo annuo per gli utenti è sostanzialmente invariato.**

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	131 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	151 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	140 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	160 €/anno

Business case COND II.C - Sintesi: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- La tabella mostra il risultato di un'analisi di sensitività per il caso mostrato in precedenza, al fine di evidenziare l'impatto relativo alla localizzazione geografica della configurazione, che in generale **non risulta particolarmente significativo**.

	NORD	CENTRO	SUD
Taglia impianto	30 kW Fotovoltaico + 20 kWh Storage		
IRR Developer	13,5%	14,5%	17%
PBT Developer	7 anni	7 anni	6 anni
IRR Utenti	9%	9,5%	10%
PBT Utenti	12 anni	12 anni	11 anni

Business case COND II.D: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- Il Business case **COND II.D** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW, storage da 20 kWh** e dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset**;
 - Il **developer investe direttamente** negli impianti, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile. Il developer riceverà inoltre una opportuna quota dei benefici economici in modo da giustificare la sua attività.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%, escluso l'autoconsumo fisico)**, il developer **non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un PBT superiore alla vita utile** (anche simulando la presenza di un impianto fotovoltaico di taglia pari a 60 kW).

Business case COND II.A: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Il Business case **COND II.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW** e di uno **storage da 20 kWh**;
 - Investimento autonomo dei membri che acquistano gli impianti tramite un investimento collettivo.

Impianto FV e storage – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto FV	30 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Taglia storage	20 kWh
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	7.110 kWh/anno
% Energia autoconsumata	19%
Energia condivisa	21.640 kWh/anno
% Energia condivisa	58%
% En. Condivisa sui consumi	34%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

Business case COND II.A: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	39.000 €
		Storage	15.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	360 €/anno
		Spese amministrative	500-1.000 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia autoconsumata	160 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate	$2,6\% * Pz * \text{Energia condivisa}$
	Detrazione fiscale	50% dell'investimento

Business case COND II.A: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Data l'elevata quota di energia condivisa che si raggiunge installando unicamente l'impianto fotovoltaico, la presenza del sistema di storage ha, coeteris paribus, un **impatto marginale negativo** sull'investimento per gli utenti, nell'ordine di circa -1÷2% di IRR e +2÷4 anni di PBT. Qualora l'inserimento di un sistema di accumulo portasse ad un aumento maggiore dell'energia condivisa, **i vantaggi dello storage sarebbero maggiori**.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie e perdite di rete evitate	206 €/anno
	Risparmio su energia autoconsumata	1.138 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	2.165 €/anno
	Cessione energia alla rete	1.520 €/anno
	TOTALE	5.027 €/anno

UTENTI

IRR
8%

Pay Back Time
12 anni

Spese amministrative = 500 €/anno

IRR
6%

Pay Back Time
15 anni

Spese amministrative = 1.000 €/anno

Business case COND II.A: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **300 e 355 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.
- Tale valore è significativamente superiore rispetto allo **scenario con investimento condiviso** , tuttavia in questo scenario **gli utenti devono sostenere la totalità dell'investimento iniziale** .

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)*
1 persona (occupato)	298 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	337 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	315 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	355 €/anno

(*) Valore valido per i primi 10 anni, calcolato con spese amministrative pari a 500 €/anno. Include anche la suddivisione della detrazione fiscale e dei risparmi sulle utenze comuni tra le 20 utenze.

Business case COND II.A - Sintesi: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- L'integrazione del sistema di storage all'interno dell'investimento effettuato dagli utenti **allunga i tempi di ritorno (di 3-4 anni) dell'investimento e riduce l'IRR** (di 2-4 punti percentuali). D'altro canto, esso consente di ottenere un beneficio economico annuo più elevato (in termini assoluti).

	NORD	CENTRO	SUD
Taglia impianto	30 kW Fotovoltaico + 20 kWh Storage		
IRR Utenti	6-7%	6-8%	8-9%
PBT Utenti	13-16 anni	12-15 anni	11-12 anni

Business case COND IV.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Nella Configurazione COND IV.C, in aggiunta a quanto previsto per la COND II.C (**impianto fotovoltaico da 30 kW e storage da 20 kWh**, con investimento condiviso tra utenti e developer), è prevista la presenza di **un'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici e l'abilitazione alla partecipazione al MSD** (utilizzando esclusivamente lo storage).
- Per quanto riguarda l'infrastruttura di ricarica, si ipotizza che l'investimento sia totalmente a carico del developer, che si occupa anche della gestione operativa beneficiando di un canone annuo da parte degli utenti (ossia svolgendo il ruolo di «Charging Point Operator – CPO»).

Infrastruttura di ricarica- CENTRO			
Colonnina di ricarica		22 kW	
% Investimento developer		100%	
k developer (full-equity)		7%	
Ipotesi di calcolo - costi per il developer			
Costi	CAPEX	Infrastruttura di ricarica	4.000 €
	OPEX	Manutenzione e gestione colonnina	1.000 €/anno
Ipotesi di calcolo - ricavi per il developer			
Ricavi	Canone ricevuto dagli autoconsumatori collettivi		1.650 €/anno

Business case COND IV.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Gli autoconsumatori collettivi svolgono il ruolo di E-Mobility service Provider - EMP, offrendo il servizio di ricarica ai possessori di auto elettriche (inteso come servizio di ricarica ad accesso pubblico, aperto a qualsiasi utente) ed ottenendo così un utile dato dalla differenza tra la tariffa di ricarica e il costo dell'energia erogata, oltre a beneficiare dell'incremento dell'energia condivisa. Non è richiesto agli autoconsumatori collettivi di sostenere costi fissi o variabili per l'installazione della colonnina di ricarica, ma il pagamento di un canone fisso al developer.

Infrastruttura di ricarica- CENTRO	
Colonnina di ricarica	22 kW
Incremento energia condivisa per ricarica veicoli elettrici*	2.130 kWh/anno
Energia erogata per ricarica veicoli*	13.700 kWh/anno

Ipotesi di calcolo - costi per gli utenti		
Costi	Canone versato al developer	1.650 €/anno

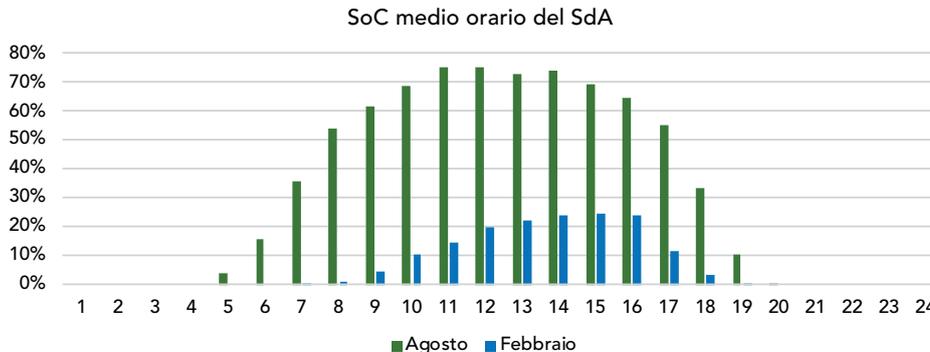
Ipotesi di calcolo - ricavi per gli utenti		
Ricavi	Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
	Tariffa di ricarica	45 c€/kWh
	Costo dell'energia erogata	27 c€/kWh
	Detrazione fiscale	-

(*) Sono state considerate circa tre ricariche al giorno, di utenti con diversi modelli di auto. Tali valori sono difficili da osservare, ad oggi, ma possono risultare anche conservativi se si fa riferimento al forte incremento del numero di veicoli elettrici circolanti previsto per i prossimi anni.

Business case COND IV.C:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- Per il caso in esame, caratterizzato dalla presenza di un sistema di accumulo, si considera la partecipazione della community al **mercato della flessibilità** utilizzando il **sistema di storage**. **Altre risorse potrebbero essere utilizzate** a tale fine, come ad esempio l'infrastruttura di ricarica, le pompe di calore o i carichi elettrici (es. elettrodomestici), che tuttavia non si analizzano in dettaglio.
- Lo stato di carica dell'accumulo presenta l'andamento mostrato nel grafico, con i valori massimi durante le ore della giornata (quelle in cui è massima la produzione dell'impianto fotovoltaico ma è basso il fabbisogno degli utenti) per poi scaricarsi durante le ore serali. In media, un sistema di accumulo in questo tipo di applicazione compie un ciclo completo di carica e scarica al giorno. Chiaramente, al variare delle **condizioni atmosferiche del singolo giorno** o della **stagione** dell'anno, si ottengono profili notevolmente diversi:



Business case COND IV.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- Il developer può proporre agli utenti della comunità la partecipazione al MSD svolgendo esso stesso il ruolo di BSP o tramite una partnership esterna. Per risorse di piccola taglia, infatti, è necessaria l'aggregazione di un gran numero di impianti ed è probabile l'annessione di queste risorse ad aggregati già esistenti.
- Alle regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia *in primis* della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che lo storage sia utilizzato durante l'anno per la partecipazione al MSD al **5% della sua disponibilità** (ossia dell'energia disponibile), l'utilizzo dello storage determina un incremento dei ricavi per gli utenti della community nell'ordine dei **200 ÷ 400 €/anno**. È altresì da sottolineare che **tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell'ambito dei progetti pilota** (si veda capitolo 1), ed è volto a stimare l'impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.

Business case COND IV.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

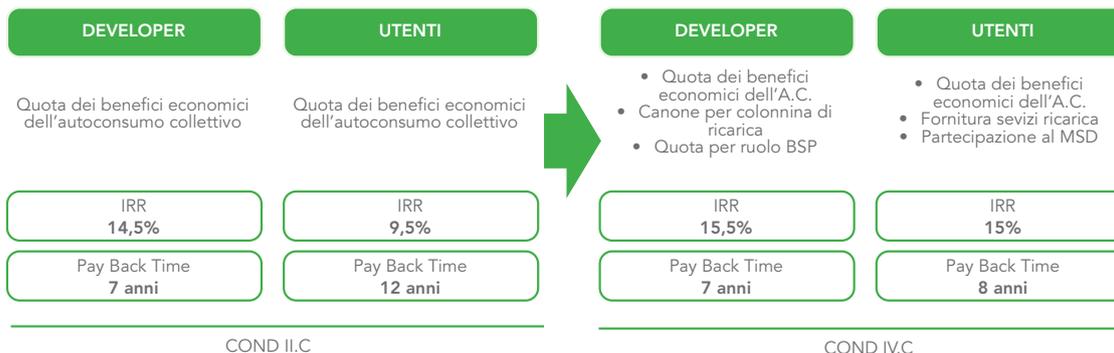
- I valori variano in funzione dei prezzi di remunerazione dell'energia effettivamente erogata sul MSD, per i quali è difficile dare ad oggi una stima corretta data la fase «pilota» che attualmente caratterizza questo tipo di opportunità di mercato.
- I risultati presentati, inoltre, sono già decurtati della quota da riconoscere al BSP. In particolare, si ipotizza che il BSP agisca in ottica «di portafoglio», gestendo UVAM per complessivi 100 MW, e valuti l'inserimento di nuove risorse allocando ad esse una parte dei costi fissi e variabili dell'infrastruttura tecnologica necessaria per la partecipazione al MSD (quali i costi di piattaforma, UPM, linee di comunicazione). I ricavi che i proprietari degli asset ottengono dalla partecipazione al MSD sono quindi calcolati al netto della quota che il BSP trattiene per ripagarsi dei costi di investimento e di esercizio. Il corrispondente margine operativo per il BSP risulta pari a **450 ÷ 700 €/anno** per singola unità aggregata (*).

(*) Si veda Electricity Market Report 2019

Business case COND IV.C:

Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Rispetto al caso COND II.C, il developer ottiene un ricavo aggiuntivo (considerando il valore minimo del range di ricavi da MSD mostrati nella slide precedente) che gli consente di **incrementare il suo IRR di circa l'1%**. Anche i membri, grazie ai **ricavi provenienti dalla fornitura delle ricariche ai possessori di auto elettriche e dall'incremento dell'energia condivisa**. A questi, si aggiungono i **ricavi dati dalla partecipazione al MSD**, anch'essi suddivisi tra developer e membri della comunità.



- Il developer riesce a migliorare il rendimento economico del suo investimento, e gli utenti raggiungono un PBT decisamente più basso rispetto al COND II.A, avendo due ulteriori fonti di ricavi senza dover effettuare nuovi investimenti. Inoltre, le analisi sono state svolte a parità di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. Al verificarsi di un numero elevato di ricariche, ad esempio, il developer potrebbe decidere di incrementare la potenza del FV per massimizzare l'energia condivisa (che nel caso analizzato è limitata) e/o incrementare la capacità dello storage per operare sul MSD.

Business case COND IV.C: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30

- Adottando il **punto di vista delle singole famiglie**, si ripartisce il totale dei ricavi. La quota assegnata ad ogni famiglia viene calcolata sulla base dell'energia oraria consumata dagli utenti nella medesima ora in cui l'impianto produce energia.

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	298 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	337 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	315 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	355 €/anno

Business case COND IV.D: Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie – FV da 30 kW

- Il Business case **COND IV.D** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 30 kW, storage da 20 kWh, l'infrastruttura HW/SW per la gestione degli asset, sistema di storage, colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici e partecipazione al MSD;**
 - Il **developer investe direttamente** negli impianti, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile. Il developer riceverà inoltre una opportuna quota dei benefici economici in modo da giustificare la sua attività.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%, escluso l'autoconsumo fisico)**, il developer **non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un PBT superiore alla vita utile (nonostante la presenza di fonti di ricavo incrementali rispetto al caso COND.II D, ossia la ricarica dei veicoli elettrici e la partecipazione al MSD).**

Box 1: Efficienza energetica - Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- L'intervento di efficienza energetica che si ipotizza su un edificio di 20 famiglie consiste nella sostituzione delle caldaie a gas naturale utilizzate attualmente per il riscaldamento con una pompa di calore ad alta temperatura installata a livello di condominio.
- Anche in questo caso si applica uno schema in cui l'utente cede il credito (derivante dalla detrazione del 65%) al developer che effettua l'intervento, che a sua volta gli riconosce uno sconto del 50% sul costo di investimento.

INTERVENTO	Capex [€]
Pompa di calore ad alta temperatura	135.000 €

	Developer	Utente
IRR	13%	24%
PBT	8 anni	5 anni

Box 2: Legge di Bilancio 2020 - Ecobonus

- La **Legge di Bilancio 2020** (L. 27.12.2019 n.160) **proroga al 31 dicembre 2020 le detrazioni fiscali per l'efficienza energetica** degli edifici (**Ecobonus**), in relazione alle spese sostenute dal **1° gennaio al 31 dicembre 2020**.
- Le detrazioni, cui hanno diritto **tutti i contribuenti**, anche **titolari di reddito d'impresa**, vengono **rimborsate in rate della durata di 10 anni**.



- Serramenti e infissi
- Schermature solari
- Caldaie a biomassa
- Caldaie a condensazione classe A



- Serramenti e infissi (*)
- Schermature solari (*)
- Caldaie a condensazione classe A e A+ (*)
- Generatori di aria calda a condensazione
- Pompe di calore
- Scaldacqua a PDC
- Coibentazione involucro
- Collettori solari
- Generatori ibridi
- Sistemi di building automation
- Microgeneratori



- Coibentazione involucro(*)
 - (> 25% superficie disperdente Lorda)
- La detrazione sale al 75% in caso di involucro di qualità media(**)



- Coibentazione involucro(*)
- (> 25% superficie disperdente) + riduzione 1 classe RISCHIO SISMICO)



- Coibentazione involucro(*) (> 25% superficie disperdente) + riduzione 2 o più classi RISCHIO SISMICO



- **BONUS FACCIATE** (interventi termicamente influenti o che interessino l'intonaco per oltre il 10% della superficie disperdente)

(*) In parti comuni condominiali o tutte le unità del condominio (**) tabelle 3 e 4 dell'allegato1 al DM 26/06/2015

BOX 3: Il Super ecobonus - Autoconsumo collettivo in condominio con 20 famiglie

- Con il **Decreto «Rilancio»** (D. Legge 19 maggio 2020, n. 34) sono stati ampliati **incentivi e detrazioni fiscali**, già previsti per il 2020 (*Ecobonus, Sismabonus e Bonus Edilizia*). Tali misure fiscali sono volte a favorire ed incentivare la ripresa economica del settore produttivo italiano, fortemente colpita dalla crisi pandemica.
- Per i condomini c'è la possibilità di accedere ad una detrazione maggiorata nella misura del **110% delle spese, da ripartire in cinque quote annuali di pari importo**, nei seguenti casi:
 - a. **interventi di isolamento termico delle superfici opache;**
 - b. **Interventi sulle parti comuni degli edifici per la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti per il riscaldamento, raffrescamento o acqua calda sanitaria a condensazione**, con efficienza almeno pari alla classe A, o a **pompa di calore**.
- Questi interventi, cosiddetti «trainanti», sono **necessari per poter accedere al super ecobonus**, ma qualora vengano implementati danno al condominio la possibilità di accedervi anche per **l'installazione di un impianto fotovoltaico, un sistema di accumulo e una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici**.

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

- L'implementazione degli interventi trainanti, come anticipato, apre alla possibilità per i condòmini di installare un impianto fotovoltaico ed eventualmente un sistema di storage per attivare una configurazione di autoconsumo collettivo dell'energia prodotta. Si valuta il caso in cui sia installato un **impianto da 20 kW, tramite cessione integrale del credito del 110% al developer** che provvede all'installazione. Inoltre, esso si occupa della successiva manutenzione e sostiene le spese amministrative, dietro pagamento di un canone da parte del condominio che cede una quota dei benefici economici. Si ricorda, infine, che l'accesso agli incentivi sull'energia condivisa previsti dal Decreto non è consentito per l'energia prodotta dagli impianti che hanno accesso alla detrazione del 110%.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	20 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	6.900 kWh/anno
% Energia autoconsumata	28%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	27.000* €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	1.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	200 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno
Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi	Valore energia autoconsumata		160 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)		50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa		-
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa		8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate		2,6%*Pz*Energia condivisa
	Detrazione fiscale		110% dell'investimento

(*) Il developer beneficia di un effetto scala sull'investimento, stimabile nell'ordine del 30%.

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

- I condòmini, che non sostengono costi fissi né variabili, ricevono un beneficio dall'autoconsumo diretto dell'energia per gli usi comuni, e suddividono con il developer i ricavi dati dalla vendita dell'energia in rete (con Ritiro Dedicato) a copertura dei costi di manutenzione e gestione amministrativa. Grazie alla cessione del credito e alla suddivisione dei ricavi con i condòmini, il **developer raggiunge il PBT in 5 anni**.

DEVELOPER

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
10%

Pay Back Time
5 anni

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	78 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	80 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	77 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	82 €/anno

- In aggiunta rispetto al caso precedente, viene prevista **l'installazione di un sistema di accumulo** che incrementi la quota di energia autoconsumata per le utenze condominiali.

Impianto FV e storage – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto FV	20 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Taglia storage	20 kWh
Energia autoconsumata (da utenze condominiali)	13.300 kWh/anno
% Energia autoconsumata	53%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	27.000* €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	1.000 €
		Storage	15.000* €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	200 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno
Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi	Valore energia autoconsumata		160 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)		50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa		-
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa		8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate		2,6%*Pz*Energia condivisa
	Detrazione fiscale		110% dell'investimento

(*) Il developer beneficia di un effetto scala sull'investimento, stimabile nell'ordine del 30%.

- L'aggiunta dello storage (anch'esso con accesso alla detrazione del 110%) consente al developer di incrementare il ritorno dell'investimento e agli utenti di trarre maggiore beneficio dall'autoconsumo diretto per i consumi delle utenze comuni (che si suppone sia **suddiviso in 20 parti uguali**).

DEVELOPER

Quota dei benefici economici: 50%

IRR
12%

Pay Back Time
5 anni

Utenti	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	120 €/anno
2 persone (di cui uno occupato)	122 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	121 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	124 €/anno

- Come anticipato, l'accesso alla detrazione del 110% per impianto fotovoltaico e sistema di accumulo sono **subordinati alla realizzazione di interventi trainanti** sull'edificio. Se ciò è verificato, i costi fissi rappresentati dall'aggiunta dell'impianto FV con storage sono totalmente coperti dalla detrazione, consentendo a developer e condòmini di trarne i benefici economici «a costo zero».

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

- In analogia con gli altri casi analizzati, è stata considerata l'aggiunta di una infrastruttura HW/SW di gestione da parte del developer. Traendo vantaggio soprattutto dall'autoconsumo diretto dei consumi comuni del condominio, in questa configurazione i dispositivi di monitoraggio dei profili di consumo degli utenti non risultano strettamente necessari, e l'evitare CAPEX e OPEX relativi all'infrastruttura tecnologica farebbe incrementare l'IRR del developer di 3-4 punti percentuali e ridurre il PBT di circa di un anno (a parità delle altre ipotesi utilizzate).
- I costi aggiuntivi per l'infrastruttura HW/SW di gestione sono tuttavia minoritari rispetto all'installazione degli impianti, e una sua adozione può trovare utilità nel dare visibilità e consapevolezza agli utenti oltre che nell'opportunità di offrire servizi di efficienza mirati.

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile: Centro commerciale – i casi analizzati

- In tabella si riportano i business case analizzati riferiti alla configurazione di un centro commerciale («COMM») che include **65 negozi** che agiscono come un **gruppo di autoconsumatori collettivi**.
- La tabella mostra i **due cluster di business case** oggetto d'analisi. Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
COMM I.D	Impianto fotovoltaico, HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Developer
COMM I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
COMM III.D	Impianto fotovoltaico, HW/SW di gestione e infrastruttura MSD	Condivisione dell'energia, gestione asset e partecipazione al MSD tramite carichi flessibili (da parte del developer)	Developer

- Si evidenzia che non si analizzano i casi che prevedono la presenza del sistema di storage (COMM II e IV), in virtù del fatto che, sulla base dei profili di consumo e produzione ipotizzati, il livello di condivisione dell'energia prodotta dall'impianto in loco è prossimo al 100%.

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile: Centro commerciale – profili di consumo

- In tabella si riportano i consumi annui per utente. Oltre al valore annuo, tra gli utenti considerati variano i profili di consumo in base alla tipologia di utente.

Dettaglio utenze commerciali			
Numerosità	Tipologia di negozio	Dotazione tecnologica	Consumi annui/negozio CENTRO
40	Negozio di tipo 1	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	30,6 MWh
20	Negozio di tipo 2	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	50 MWh
5	Negozio di tipo 3	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	102 MWh

Business case COMM I.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Il Business case **COMM I.D** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 200 kW** e dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset**;
 - **Investimento da parte del developer** che installa l'impianto, i dispositivi di misura e fornisce la piattaforma di gestione, occupandosi poi della manutenzione.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	200 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	248 MWh/anno
% Energia condivisa	99%
% En. Condivisa sui consumi	9%
% Investimento developer	100%
k developer (full-equity)	7%

Business case COMM I.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	153.000 €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	5.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	2.400 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
	Restituzione oneri sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Perdite di rete evitate	$2,6\% * Pz * \text{Energia condivisa}$
	Detrazione fiscale	-

Business case COMM I.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Nel caso in cui il developer effettui l'investimento, si registrano **economics piuttosto interessanti**, sotto l'ipotesi che esso **trattenga l'85% dei benefici economici complessivamente ottenuti**. Al developer dovrà pertanto essere riconosciuta **la maggior parte dei benefici economici al fine di ottenere un ritorno economico interessante**.

DEVELOPER	Utenti	
	tipologia di negozio	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
Quota dei benefici economici: 85%	Negozio di tipo 1	65 €/anno
IRR 13,5%	Negozio di tipo 2	105 €/anno
Pay Back Time 10 anni	Negozio di tipo 3	213 €/anno

- Gli **utenti** invece godono di un **beneficio economico annuo** nell'ordine dei **65-213 €**, in base alla tipologia di utente analizzato. Rispetto al caso di investimento diretto (si vedano slide successive), tali valori sono significativamente inferiori, tuttavia essi **non devono sostenere alcun costo d'investimento iniziale per creare la configurazione**.
- La percentuale di condivisione per il caso considerato è prossima al 100%. La possibilità di un **diverso limite sulla taglia dell'impianto di generazione in fase di recepimento incrementerebbe i benefici economici per entrambi i soggetti coinvolti**.

Business case COMM I.A: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Il Business case **COMM I.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 200 kW**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano gli impianti tramite un investimento collettivo.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	200 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	248 MWh/anno
% Energia condivisa	99%
% En. Condivisa sui consumi	9%
% Investimento developer	100%
k developer (full-equity)	6%

Business case COMM I.A: Centro commerciale – FV da 200 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	200.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	2.400 €/anno
		Spese amministrative	1.000 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi		Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
		Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh
		Restituzione oneri sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
		Perdite di rete evitate	$2,6\% * Pz * \text{Energia condivisa}$
		Detrazione fiscale	-

Business case COMM I.A: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Nel caso in cui gli **utenti effettuino l'investimento**, si registra un **IRR molto elevato (pari al 17%)**, cui corrisponde un **PBT nell'intorno degli 8 anni**.
- Ciò in virtù **dell'elevato ammontare dei ricavi annui ottenuti, pari a 39.860 €/anno**, derivanti dal fatto che **la quasi totalità dell'energia prodotta dall'impianto è condivisa tra i membri dell'aggregato**.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie e perdite evitate	2.380 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	24.980 €/anno
	Cessione energia alla rete	12.500 €/anno
	TOTALE	39.860 €/anno

UTENTI

IRR
17%

Pay Back Time
7 anni

Business case COMM I.A: Centro commerciale – FV da 200 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **370 e 1.370 €/anno** sulla base della tipologia di negozio.

Utenti	
Tipologia di negozio	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
Negozio di tipo 1	373 €/anno
Negozio di tipo 2	643 €/anno
Negozio di tipo 3	1.367 €/anno

Business case COMM III.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

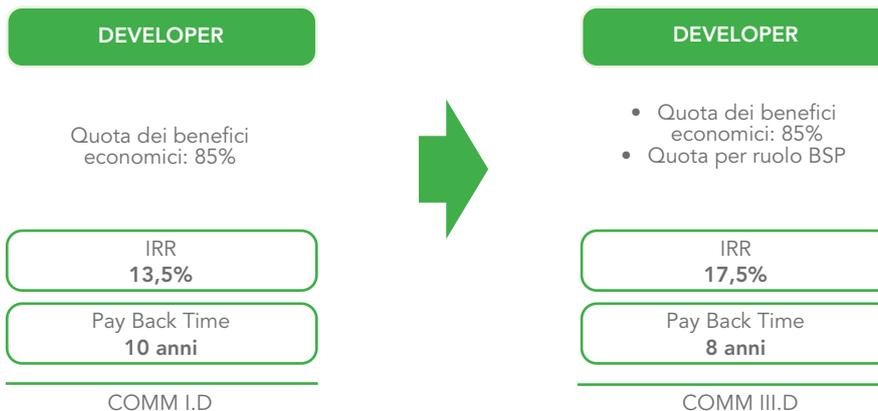
- Il business case COMM III.D prevede, in maniera incrementale rispetto al Business case COMM I.D, la **partecipazione al mercato della flessibilità utilizzando l'impianto di condizionamento estivo** di cui si ipotizza disponga il centro commerciale. (ipotesi: impianto a chiller da 1 MWel).
- Le esigenze di comfort termico degli utenti richiedono che tale impianto sia aggregato in UVAM con altre risorse, ed eventualmente rispondere agli ordini di modulazione sfruttando **l'inerzia termica dell'edificio**, senza che ciò comporti un **innalzamento significativo della temperatura interna**. Questo tipo di risorsa può garantire la disponibilità unicamente nel corso dei mesi estivi (si ipotizza maggio-settembre).
- Alle regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia in primis della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che lo storage sia utilizzato durante l'anno per la partecipazione al MSD al **5% della sua disponibilità** (ossia dell'energia disponibile), l'utilizzo dell'impianto di condizionamento estivo determina un incremento dei ricavi per gli utenti della community nell'ordine dei **2.400 ÷ 6.500 €/anno**. È altresì da sottolineare che **tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell'ambito dei progetti pilota** (si veda capitolo 1), ed è volto a stimare l'impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.

Business case COMM I.A: Centro commerciale – FV da 200 kW

- I valori variano in funzione dei prezzi di remunerazione dell'energia effettivamente erogata sul MSD, per i quali è difficile dare ad oggi una stima corretta data la fase di evoluzione del mercato.
- I risultati presentati, inoltre, sono già decurtati della quota da riconoscere al BSP. In particolare, si ipotizza che il BSP agisca in ottica «di portafoglio», gestendo UVAM per 100 MW, e valuti l'inserimento di nuove risorse allocando ad esse una parte dei costi fissi e variabili dell'infrastruttura tecnologica necessaria per la partecipazione al MSD (quali i costi di piattaforma, UPM, linee di comunicazione). I ricavi che i proprietari degli asset ottengono dalla partecipazione al MSD sono quindi calcolati al netto della quota che il BSP trattiene per ripagarsi dei costi di investimento e di esercizio. Il corrispondente margine operativo per il BSP risulta pari a $6.000 \div 10.000$ €/anno per singola unità aggregata.

Business case COMM III.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Rispetto al caso COMM I.D, il developer ottiene un ricavo aggiuntivo che gli consente di incrementare il suo IRR, dal 13,5% al 17,5% (considerando il valore inferiore del range di ricavi da MSD mostrati nella slide precedente), sotto l'ipotesi che l'impianto di condizionamento estivo venga chiamato a partecipare al MSD (all'interno di una UVAM) per il 5% della sua disponibilità di movimentazione totale.
- Anche i membri, grazie ai ricavi provenienti dalla partecipazione al MSD, traggono maggiore beneficio dalla partecipazione alla community.



Business case COMM III.D: Centro commerciale – FV da 200 kW

- Dal **punto di vista dei singoli utenti**, la possibilità di beneficiare di parte dei benefici economici derivanti dalla partecipazione al MSD (considerando il valore inferiore del range di ricavi mostrati in precedenza), determina un **incremento dei ricavi annui** che ottengono dalla partecipazione alla configurazione, senza che debbano sostenere alcun costo.

Utenti COMM I.D			Utenti COMM III.D	
Tipologia di negozio	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)		Tipologia di negozio	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
Negozio di tipo 1	65 €/anno	Negozio di tipo 1	100 €/anno	
Negozio di tipo 2	105 €/anno	Negozio di tipo 2	140 €/anno	
Negozio di tipo 3	213 €/anno	Negozio di tipo 3	250 €/anno	

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Comunità energetiche rinnovabili: Comunità energetica residenziale – i casi analizzati

- In tabella si riportano i **tre cluster di business case** analizzati riferiti alla configurazione di un **quartiere residenziale («RES»)** composto da **80 utenze domestiche** che si aggregano in una comunità energetica rinnovabile. Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
RES I.D	Impianto fotovoltaico e HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Developer
RES I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
RES II.D	Impianto fotovoltaico, storage e HW/SW di gestione	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte del developer)	Developer
RES II.A	Impianto fotovoltaico, storage	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
RES IV.D	Impianto fotovoltaico, storage, HW/SW di gestione, colonnine per ricarica veicoli elettrici, infrastruttura MSD	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage, gestione asset, ricarica veicoli elettrici e partecipazione al MSD tramite storage (da parte del developer)	Developer

- In virtù dell'ipotesi di lavoro sulla localizzazione dell'impianto di generazione in loco di energia, ossia a terra (come dettagliato nel seguito), non è possibile beneficiare della detrazione fiscale. In virtù di ciò, non sono analizzati i business case che prevedano la condivisione dell'investimento tra developer ed utenti («investimento condiviso»).

Comunità energetiche rinnovabili:

Comunità energetica residenziale – profili di consumo

- Il quartiere residenziale analizzato comprende **80 utenze aventi** con le stesse caratteristiche degli utenti inseriti nella configurazione del Condominio, come illustrato in tabella.
- In questa configurazione i membri **condividono l'energia prodotta dal medesimo impianto fotovoltaico installato a terra.**

Dettaglio utenze domestiche in condominio					
Numerosità	Tipologia di famiglia	Dotazione tecnologica	Consumi annui/famiglia NORD	Consumi annui/famiglia CENTRO	Consumi annui/famiglia SUD
20	1 persona (occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	2.330 kWh	2.400 kWh	2.530 kWh
20	2 persone (di cui un occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.170 kWh	3.270 kWh	3.460 kWh
20	2 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.040 kWh	3.130 kWh	3.200 kWh
20	4 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.800 kWh	3.880 kWh	4.000 kWh

Business case RES I-II-IV.D: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- I Business case **RES I.D, II.D e IV.D** prevedono la presenza del **developer che investe** negli impianti, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile. Il developer riceverà inoltre una opportuna **quota dei benefici economici** in modo da giustificare la sua attività.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%)** esso **non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un PBT superiore alla vita utile** (dell'impianto fotovoltaico).

Business case RES I.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- Il Business case **RES I.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico a terra da 100 kW**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano l'impianto tramite un investimento collettivo.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	100 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	64.800 kWh/anno
% Energia condivisa	52%
% En. Condivisa sui consumi	26%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Business case RES I.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	110.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	1.200 €/anno
		Spese amministrative	1.500 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Restituzione oneri sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale	-

Business case RES I.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- La configurazione presenta per le utenze energetiche un IRR nell'ordine del 7%, con un PBT nell'ordine dei 14 anni. La localizzazione geografica della comunità non incide in maniera significativa sugli economics.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	533 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	7.128 €/anno
	Cessione energia alla rete	6.250 €/anno
	TOTALE	13.911 €/anno

UTENTI

IRR
7%

Pay Back Time
14 anni

Impianto fotovoltaico	NORD	CENTRO	SUD
IRR	6,5%	7%	9%
PBT	14 anni	14 anni	12 anni

Business case RES I.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- La tabella mostra il valore del **marginale operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **120 e 155 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.

Utenti	
Tipologia di famiglia	Marginale operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	117 €/anno
2 persone (di cui un occupato)	137 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	119 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	155 €/anno

Business case RES I.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- **L'incremento della taglia dell'impianto fotovoltaico** (ad esempio pari a **200 kW**, mantenendo tutte le altre ipotesi di lavoro illustrate in precedenza) determinerebbe un incremento del percentuale di energia condivisa sul totale dei consumi delle utenze energetiche (da 26% a 33%).
- Tuttavia, gli economics associati all'investimento peggiorerebbero, con un IRR che passerebbe **dal 7% al 6%** ed con un **PBT nell'ordine dei 16 anni (rispetto ai precedenti 14 anni)**.
- Viceversa, nel caso in cui si ipotizzi la **possibilità di installare la suddetta capacità di generazione da fotovoltaico sui tetti degli edifici (eventualmente in più impianti)**, ciò determinerebbe la possibilità di beneficiare delle **detrazioni fiscali, con un impatto positivo significativo sugli economics**. Prendendo a riferimento il caso da **100 kW, l'IRR passerebbe dal 7% all'11%, mentre il PBT passerebbe da 14 anni a 9 anni**. Inoltre, la possibilità di accedere alle detrazioni fiscali darebbe l'opportunità di effettuare un investimento condiviso con cessione del credito al developer da parte degli utenti.
- **Tale impatto positivo sarebbe ulteriormente amplificato dalla possibilità, per tali soggetti, di auto-consumare fisicamente una parte dell'energia prodotta dall'impianto o dagli impianti.**

Business case RES II.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- Il Business case **RES II.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 100 kW e uno storage da 50 kWh**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano l'impianto tramite un investimento collettivo.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	100 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Taglia storage	50 kWh
Energia condivisa	86,5 MWh/anno
% Energia condivisa	69%
% En. Condivisa sui consumi	34%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	4%

Business case RES II.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	110.000 €
	OPEX	Storage	30.000 €
		Manutenzione impianto FV	1.200 €/anno
		Spese amministrative	1.500 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi		Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
		Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
		Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
		Detrazione fiscale	-

Business case RES II.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- La **presenza del sistema di storage non ha impatti significativi sugli economics**, che peggioramento in maniera piuttosto limitata rispetto al caso che non prevede lo storage.
- I risultati presentati in seguito sono riferiti all'ipotesi che le attività della Community siano esenti da tassazione.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	711 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	9.510 €/anno
	Cessione energia alla rete	6.250 €/anno
	TOTALE	16.471 €/anno

UTENTI

IRR
6%

Pay Back Time
16 anni

Impianto fotovoltaico	NORD	CENTRO	SUD
IRR	5,5%	6%	8%
PBT	17 anni	16 anni	14 anni

Business case RES II.A: Comunità energetica residenziale – FV da 100 kW

- La tabella mostra il valore del **marginale operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **130 e 200 €/anno** sulla base della tipologia di famiglia.

Utenti	
Tipologia di famiglia	Marginale operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	133 €/anno
2 persone (di cui un occupato)	173 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	150 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	195 €/anno

Box 4: Efficienza energetica - Comunità energetica residenziale

- La costituzione di una comunità energetica in cui sono presenti dispositivi di misura e una piattaforma di monitoraggio consente al developer di **proporre servizi e realizzare interventi volti ad efficientare il consumo di energia degli utenti del condominio**. Per gli utenti residenziali si considerano le seguenti ipotesi per gli interventi di efficienza energetica a livello di singolo appartamento:

INTERVENTO	Capex[€]
CALDAIA A CONDENSAZIONE	2.250 €
SUPERFICI VETRATE	2.330 €
SUPERFICI OPACHE	5.930 €

- Anche in questo caso si applica uno schema in cui l'utente **cede il credito** (derivante dalla **detrazione del 65%**) al developer che effettua l'intervento, che a sua volta gli riconosce uno **sconto del 50% sul costo di investimento**.

INTERVENTO	IRR developer	PBT developer	IRR utente	PBT utente
CALDAIA A CONDENSAZIONE	17%	6 anni	24%	5 anni
SUPERFICI VETRATE	17%	6 anni	14%	8 anni
SUPERFICI OPACHE	17%	6 anni	11%	10 anni

Box 5: Le opportunità per la comunità energetica residenziale – ricarica veicoli elettrici

- L'investimento da parte di un developer risulta non conveniente per il caso analizzato, dato che il beneficio dato dalla possibilità di installare l'impianto a prezzi più convenienti non è sufficiente a bilanciare la necessità di suddividere i benefici economici tra developer e utenti.
- Tuttavia, si può immaginare che un generico soggetto terzo possa offrire ad una comunità energetica esistente dei servizi aggiuntivi, come **l'installazione delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e la partecipazione al MSD.**
- L'aggiunta di una infrastruttura di ricarica viene installata da un soggetto terzo che svolge il ruolo di CPO, si fa totalmente carico dell'investimento e dei costi di manutenzione e gestione, ricevendo un canone che copra l'investimento e i costi di esercizio.

Infrastruttura di ricarica – CENTRO	
Colonnina di ricarica	2 x 22 kW
% Investimento developer	100%
k developer (full-equity)	7%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Ipotesi di calcolo – costi per il developer			
Costi	CAPEX	Colonnine di ricarica	8.000 €
	OPEX	Manutenzione e gestione colonnine	2.000 €/anno

Ipotesi di calcolo – ricavi per il developer			
Ricavi	Canone ricevuto dalla comunità		3.300 €/anno

- La comunità energetica assume il ruolo di EMP e ottiene un ricavo dalla fornitura di ricarica ai possessori di auto elettriche (inteso come servizio di ricarica ad accesso pubblico, aperto a qualsiasi utente) e incrementa la quota di energia condivisa (che beneficia dell'incentivazione), e versa un canone al soggetto terzo che copra l'investimento e i costi di esercizio.

Infrastruttura di ricarica – CENTRO		
	Colonnina di ricarica	22 kW
	Incremento energia condivisa per ricarica veicoli elettrici	6.300 kWh/anno
	Energia erogata per ricarica veicoli	27.400 kWh/anno
Ipotesi di calcolo – costi per gli utenti		
Costi	Canone versato al soggetto terzo	3.300 €/anno
Ipotesi di calcolo – ricavi per gli utenti		
Ricavi	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Tariffa di ricarica	45 c€/kWh
	Costo dell'energia erogata	27 c€/kWh
	Detrazione fiscale	-

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

- Mantenendo le ipotesi illustrate all'interno del caso COND IV.C, che riguardano un incremento prospettico del numero di ricariche giornaliere rispetto ai valori osservabili ad oggi (circa tre ricariche giornaliere per colonnina), si ottiene:

SOGGETTO TERZO	COMUNITA'
Canone annuo	Fornitura servizi di ricarica e incremento en. condivisa
IRR 13%	Margine operativo: 2.250 €/anno
Pay Back Time 7 anni	

- La comunità raggiunge un margine operativo annuo pari a 2.250 € dal servizio di fornitura delle ricariche, oltre al beneficio di avere a disposizione l'infrastruttura nei pressi della loro abitazione.

Box 6: Le opportunità per la comunità energetica residenziale – partecipazione al MSD

- Alle regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia in *primis* della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che lo storage sia utilizzato durante l'anno per la partecipazione al MSD al **5% della sua disponibilità** (ossia dell'energia disponibile), l'utilizzo dello storage determina un incremento dei ricavi per gli utenti della community nell'ordine degli **800 – 2.000 €/anno**. È altresì da sottolineare che **tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell'ambito dei progetti pilota** (si veda capitolo 1), ed è volto a stimare l'impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.
- Assumendo il punto di vista del BSP, inoltre, risulta che dall'aggregazione del sistema di storage nelle UVAM da lui gestite ottiene un margine operativo pari a **1.800 – 3.000 €/anno**.
- I valori variano in funzione dei prezzi di remunerazione dell'energia effettivamente erogata sul MSD, per i quali è difficile dare ad oggi una stima corretta data la fase di evoluzione del mercato.

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Comunità energetiche rinnovabili: Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – i casi analizzati

- In tabella si riportano i business case analizzati riferiti alla configurazione di un quartiere residenziale, composto da **60 utenze domestiche e 10 uffici («TERZ»)** che agiscono come una comunità energetica rinnovabile.
- Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
TERZ I.D	Impianto fotovoltaico e HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Developer
TERZ I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
TERZ II.D	Impianto fotovoltaico, storage e HW/SW di gestione	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte del developer)	Developer
TERZ II.A	Impianto fotovoltaico, storage	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
TERZ IV.D	Impianto fotovoltaico, storage, HW/SW di gestione, colonnine per ricarica veicoli elettrici, infrastruttura MSD	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage, gestione asset, ricarica veicoli elettrici e partecipazione al MSD tramite storage (da parte del developer)	Developer

- In virtù dell'ipotesi di lavoro sulla localizzazione dell'impianto di generazione in loco di energia, ossia a terra (come dettagliato nel seguito), non è possibile beneficiare della detrazione fiscale. In virtù di ciò, non sono analizzati i business case che prevedano la condivisione dell'investimento tra developer ed utenti («investimento condiviso»).

Comunità energetiche rinnovabili:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – profili di consumo

- Questo caso di comunità energetica rinnovabile riguarda un **quartiere residenziale** che comprende **60 utenze residenziali e 10 uffici**, come illustrato in tabella.
- In questa configurazione i membri **condividono l'energia prodotta dal medesimo impianto fotovoltaico** installato a terra.

Dettaglio utenze residenziali e uffici					
Numerosità	tipologia di utenti	Dotazione tecnologica	Consumi annui/famiglia NORD	Consumi annui/famiglia CENTRO	Consumi annui/famiglia SUD
20	1 persona (occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	2.330 kWh	2.400 kWh	2.530 kWh
20	2 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.040 kWh	3.130 kWh	3.200 kWh
20	4 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.800 kWh	3.880 kWh	4.000 kWh
10	Uffici	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	34.900 kWh	34.900 kWh	34.900 kWh

Business case TERZ I.A:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- I Business case **TERZ I-II-IV.D** prevedono la presenza del **developer che investe direttamente** negli impianti, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile. Il developer riceverà inoltre una opportuna **quota dei benefici economici** in modo da giustificare la sua attività.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%)** esso **non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un PBT superiore alla vita utile** (dell'impianto fotovoltaico).

Business case TERZ I.A: Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- Il Business case **TERZ I.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico a terra da 150 kW**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano l'impianto tramite un investimento collettivo.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	150 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	156,2 MWh/anno
% Energia condivisa	83%
% En. Condivisa sui consumi	29%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	6%

Business case TERZ I.A:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	157.500 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	1.800 €/anno
		Spese amministrative	1.500 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi		Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
		Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
		Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
		Detrazione fiscale	-

Business case TERZ I.A:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- Gli **economics per gli utenti all'interno della comunità sono piuttosto interessanti, pari ad un IRR di circa il 14% ed un PBT di 9 anni**. Ciò grazie *in primis* ad un elevato tasso di condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, pari all'83% dell'energia prodotta, che rappresenta la principale fonte di ricavo.
- La localizzazione geografica non ha un impatto significativo sugli economics.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	1.284 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	17.180 €/anno
	Cessione energia alla rete	9.375 €/anno
	TOTALE	27.839 €/anno

UTENTI

IRR
14%

Pay Back Time
9 anni

Impianto fotovoltaico	NORD	CENTRO	SUD
IRR	12%	14%	15%
PBT	10 anni	9 anni	8 anni

Business case TERZ I.A: Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo (inteso come differenza tra ricavi e costi operativi annui)** per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **40 e 75 €/anno** per gli utenti **residenziali** e pari a **1.990 €/anno** per un utente di tipo **ufficio**.

Utenti	
Tipologia di utenti	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	40 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	52 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	75 €/anno
Ufficio	1.990 €/anno

Business case TERZ II.A: Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- Il Business case **TERZ II.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 150 kW e uno storage da 60 kWh**;
 - **Investimento autonomo** dei membri che acquistano l'impianto tramite un investimento collettivo.

Impianto FV e storage – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto FV	150 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Taglia storage	60 kWh
Energia condivisa	163,7 MWh/anno
% Energia condivisa	87%
% En. Condivisa sui consumi	30%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	6%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Business case TERZ II.A:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	157.500 €
	OPEX	Storage	35.400 €
		Manutenzione impianto FV	1.800 €/anno
		Spese amministrative	1.500 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale	-

Business case TERZ II.A:

Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- Data la buona sovrapposizione (a livello orario) tra i profili di consumo degli uffici e quella di produzione dell'impianto fotovoltaico, l'inserimento del sistema di accumulo non risulta conveniente rispetto al caso precedente, determinando un peggioramento degli economics.

Investimento autonomo		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	1.346 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	18.015 €/anno
	Cessione energia alla rete	9.375 €/anno
	TOTALE	28.736 €/anno

UTENTI

IRR
10,5%

Pay Back Time
12 anni

Impianto fotovoltaico	NORD	CENTRO	SUD
IRR	9%	10,5%	12%
PBT	14 anni	12 anni	11 anni

Business case TERZ II.A: Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici – FV da 150 kW

- La tabella mostra il valore del **margine operativo annuo** (inteso come **differenza tra ricavi e costi operativi annui**) per ciascun utente all'interno della configurazione, variabile tra circa **100 e 140 €/anno** per gli utenti **residenziali** e pari a **2.040 €/anno** per un utente di tipo **ufficio** .

Utenti	
Tipologia di utenti	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	99 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	113 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	140 €/anno
Ufficio	2.040 €/anno

Box 7: Efficienza energetica - Comunità energetica con 60 famiglie e 10 uffici

- In una comunità energetica con utenti di tipo residenziale e terziario, gestita da un developer che ha visibilità dei dati di consumo, si immagina che quest'ultimo possa proporre servizi e realizzare interventi volti ad efficientare il consumo di energia degli utenti. In particolare, per gli edifici di tipo ufficio si esamina la convenienza economica dei seguenti interventi.
- Anche in questo caso si applica uno schema di investimento condiviso in cui l'utente cede il credito (derivante dalla detrazione del 65%) al developer che effettua l'intervento, che a sua volta gli riconosce uno sconto del 50% sul costo di investimento.

INTERVENTO	IRR developer	PBT developer	IRR utente	PBT utente
POMPA DI CALORE	20%	6 anni	20%	6 anni
SUPERFICI OPACHE	13%	8 anni	13%	9 anni
SUPERFICI VETRATE	13%	8 anni	2%	> 20 anni

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Comunità energetiche rinnovabili: Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – i casi analizzati

- In tabella si riportano i **due cluster di business case** analizzati riferiti alla configurazione di un'area **urbana mista («IND»)**, composta da **un'industria e da 45 utenze domestiche** che agiscono come una **comunità energetica rinnovabile**.
- Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
IND I.D	Impianto fotovoltaico e HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Developer
IND I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
IND III.D	Impianto fotovoltaico, storage e HW/SW di gestione	Condivisione ottimizzata dell'energia grazie alla presenza dello storage e gestione asset (da parte del developer)	Developer

- Si evidenzia che non si analizzano i casi che prevedono la presenza del sistema di storage (IND II e IV), in virtù del fatto che, sulla base dei profili di consumo e produzione ipotizzati, il livello di autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto in loco è molto elevato.
- Inoltre, in virtù dell'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale, non sono analizzati i business case che prevedano la condivisione dell'investimento tra developer ed utenti («investimento condiviso»).

Comunità energetiche rinnovabili:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – profili di consumo

- Il caso riguarda un quartiere residenziale che comprende **45 utenze residenziali e 1 industria**, con quest'ultima che funge da catalizzatore per la costituzione della comunità, coinvolgendo gli utenti residenziali presenti nelle sue prossimità.
- In questa configurazione **l'industria effettua autonomamente l'investimento**, beneficia dell'**autoconsumo fisico dell'energia prodotta** dall'impianto installato sul tetto e condivide l'eccedenza con le utenze domestiche.

Dettaglio utenti domestici ed industriali			
Numerosità	Tipologia di utenti	Dotazione tecnologica o attività	Consumi annui/Utenza
15	1 persona (occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	2.400 kWh
15	2 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.130 kWh
15	4 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.880 kWh
1	Industria	Un turno giornaliero escluso il weekend	280.000 kWh

Business case IND I-III.D:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW

- I Business case IND I ed III.D prevedono la presenza del **developer che investe direttamente** negli impianti, occupandosi poi della manutenzione e gestione dell'impianto nel corso della vita utile.

L'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale da parte del developer comporta che, pur sotto l'ipotesi di **trattenere la quasi totalità dei benefici economici (90%)** esso **non riesca a raggiungere la sostenibilità economica, con un PBT superiore alla vita utile** (dell'impianto fotovoltaico).

Business case IND I.A:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW

- Il Business case IND I.A prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico a tetto da 180 kW**;
 - **Investimento autonomo** da parte dell'utente industriale. Gli utenti residenziali non prendono parte all'investimento ma beneficiano dell'energia condivisa virtualmente e di una quota degli incentivi annessi.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	180 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia autoconsumata (da utenza industriale)	131 MWh/anno
% Energia autoconsumata	58%
Energia condivisa	27 MWh/anno
% Energia condivisa	12%
% En. Condivisa sui consumi	20%
% Investimento utenti	100%
k utenti (full-equity)	7%

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

Business case IND I.A:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	148.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	2.160 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia autoconsumata	140 €/MWh
	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale	-

Business case IND I.A:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW

- I valori di **IRR e PBT per l'utente industriale** (che effettua l'investimento) sono pari a circa **l'11% di IRR ed 12 anni di PBT.**

Investimento autonomo da parte del soggetto industriale		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	89 €/anno
	Risparmio energia autoconsumata	18.320 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	1.190 €/anno
	Cessione energia alla rete	4.710 €/anno
	TOTALE	24.309 €/anno

UTENTE INDUSTRIALE

IRR
11%

Pay Back Time
12 anni

Business case IND I.A:

Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW

- 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.

Utenti residenziali	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	31 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	41 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	50 €/anno

Indice capitolo

Creazione dei business case

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Condominio»

Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile «Centro commerciale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale»

Comunità energetiche rinnovabili «Quartiere residenziale con uffici»

Comunità energetiche rinnovabili «Area urbana mista»

Comunità energetiche rinnovabili «Distretto industriale»

Comunità energetiche rinnovabili: Comunità energetica con 14 PMI – i casi analizzati

- In tabella si riportano i business case analizzati riferiti alla configurazione di un distretto industriale, composto da 14 imprese di piccole o medie dimensioni («PMI») che agiscono come una comunità energetica rinnovabile.
- Ogni business case presenta una diversa combinazione delle 3 variabili: modalità di finanziamento dell'investimento, dotazione tecnologica e attività incluse.

Codice Business case	Dotazione tecnologica	Attività incluse	Modalità di finanziamento dell'investimento
PMI I.D	Impianto fotovoltaico e HW/SW di gestione	Pura condivisione dell'energia e gestione asset (da parte del developer)	Developer
PMI I.A	Impianto fotovoltaico	Pura condivisione e gestione asset (da parte di un generico soggetto terzo)	Autonomo
PMI III.D	Impianto fotovoltaico, HW/SW di gestione e infrastruttura MSD	Condivisione dell'energia, gestione asset e partecipazione al MSD tramite cogeneratori (da parte del developer)	Developer

- Si evidenzia che non si analizzano i casi che prevedono la presenza del sistema di storage (IND II e IV), in virtù del fatto che, sulla base dei profili di consumo e produzione ipotizzati, il livello di condivisione dell'energia prodotta dall'impianto in loco è molto elevato.
- Inoltre, in virtù dell'impossibilità di beneficiare della detrazione fiscale, non sono analizzati i business case che prevedano la condivisione dell'investimento tra developer ed utenti («investimento condiviso»).

Comunità energetiche rinnovabili:

Comunità energetica con 14 PMI – profili di consumo

- Il terzo caso di comunità energetica rinnovabile riguarda un'area industriale che comprende **14 industrie di tipo PMI**, che condividono l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato a terra.
- Non viene previsto l'autoconsumo diretto da parte delle PMI ma la condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, per il quale vengono valutate diverse taglie e diverse modalità di finanziamento.
- In tabella si riportano i dettagli dei profili di consumo delle PMI considerate.

Dettaglio utenze industriali			
Numerosità	Tipologia di utenti	Attività	Consumi annui/utenza
5	PMI 1	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	228 MWh
3	PMI 2	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	273 MWh
4	PMI 3	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	205 MWh
2	PMI 4	Un turno giornaliero compreso il weekend	365 MWh

Business case PMI I.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Il Business case **PMI I.D** prevede le seguenti ipotesi:
 - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 200 kW e infrastruttura HW/SW di gestione degli asset;**
 - **Investimento da parte del developer.**

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	200 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	243 MWh/anno
% Energia condivisa	97%
% En. Condivisa sui consumi	7%
% Investimento developer	100%
k developer (full-equity)	7%

Business case PMI I.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	153.000 €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	5.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	2.000 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale	-

Business case PMI I.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Ipotizzando che il **90% dei benefici economici generati sia appannaggio del developer**, il quale sostiene tutti i costi per la creazione e gestione della community, **gli economics associati all'investimento sono molto interessanti**.
- Il developer deve vedersi riconosciuta la maggior parte dei benefici economici per ottenere economics accettabili.

Investimento developer		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	1.800 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	24.100 €/anno
	Cessione energia alla rete	11.250 €/anno
	TOTALE	37.150 €/anno

DEVELOPER

IRR
14%

Pay Back Time
10 anni

Business case PMI I.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

Utenti	
Tipologia di industria	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
PMI 1	158 €/anno
PMI 2	230 €/anno
PMI 3	130 €/anno
PMI 4	968 €/anno

Business case PMI I.A: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Il Business case **PMI I.A** prevede le seguenti ipotesi:
 - **Installazione di un impianto fotovoltaico da 200 kW;**
 - **Investimento autonomo** degli utenti industriali.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	200 kW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	243 MWh/anno
% Energia condivisa	97%
% En. Condivisa sui consumi	7%
% Investimento developer	100%
k utenti (full-equity)	7%

Business case PMI I.A:

Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	200.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	2.400 €/anno
		Spese amministrative	1.000 €/anno

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa	110 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale	-

Business case PMI I.A: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- L'investimento autonomo da parte delle utenze industriali mostra un IRR pari al 19% ed un PBT nell'intervallo dei 7 anni, grazie all'elevato tasso di condivisione dell'energia prodotta dall'impianto.

Investimento autonomo da parte dei soggetti industriali		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	2.000 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	26.800 €/anno
	Cessione energia alla rete	12.500 €/anno
	TOTALE	41.300 €/anno

UTENTI

IRR
18%

Pay Back Time
7 anni

Business case PMI I.A: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

Utenti	
Tipologia di industria	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
PMI 1	1.340 €/anno
PMI 2	2.062 €/anno
PMI 3	1.059 €/anno
PMI 4	9.436 €/anno

Box 8: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 1 MW

- Ipotizzando che in fase di recepimento completo della direttiva **venga ampliata la taglia consentita per gli impianti e il perimetro entro il quale devono essere installati**, si effettua la simulazione relativa ad un impianto da 1 MW. La necessità di essere connessi in bassa tensione, inoltre, può rappresentare un fattore limitante non solo per gli impianti, ma anche per gli utenti stessi, che nel caso delle PMI sono spesso connesse in media tensione.

Impianto FV	
Taglia impianto	1 MW
Ore equivalenti	1.250 h
Energia condivisa	923 MWh/anno
% Energia condivisa	74%
% En. Condivisa sui consumi	26%
% Investimento developer	100%
k developer (full-equity)	7%

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	700.000 €
		Dispositivi di misura	200 €/unità
		Attivazione piattaforma	5.000 €
	OPEX	Manutenzione impianto FV	4.000 €/anno
		Spese amministrative	400 €/anno
Ipotesi di calcolo - ricavi			
Ricavi	Vendita in rete dell'energia		50 €/MWh
	Incentivo sull'energia condivisa		110 €/MWh
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa		8,22 €/MWh
	Detrazione fiscale		-

5. La sostenibilità economica delle Energy Community

- Dato che il developer sostiene tutti i costi fissi e variabili per la creazione e gestione della community, deve vedersi riconosciuta la maggior parte dei benefici economici affinché raggiunga la sostenibilità economica. **Anche riconoscendo al developer il 90%** dell'incentivo, della vendita dell'energia in rete e della restituzione delle componenti tariffarie, si ottengono i valori indicati:

Investimento developer		
Ricavi	Restituzione componenti tariffarie	6.800 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	91.300 €/anno
	Cessione energia alla rete	56.300 €/anno
	TOTALE	154.400 €/anno

DEVELOPER

IRR*
13%

Pay Back Time
10 anni

(*) In prima ipotesi non sono stati tenuti in considerazione gli effetti migliorativi dati dall'utilizzo di una opportuna leva finanziaria

- Rispetto al caso precedente, l'incremento della taglia dell'impianto consente agli utenti di incrementare fortemente la convenienza nella partecipazione alla community. Per il developer l'aumento della taglia ipotizzato risulta peggiorativo, tenendo ferme tutte le ipotesi precedenti. In questo caso si assisterebbe probabilmente ad una revisione della ripartizione dei benefici tra i soggetti coinvolti.

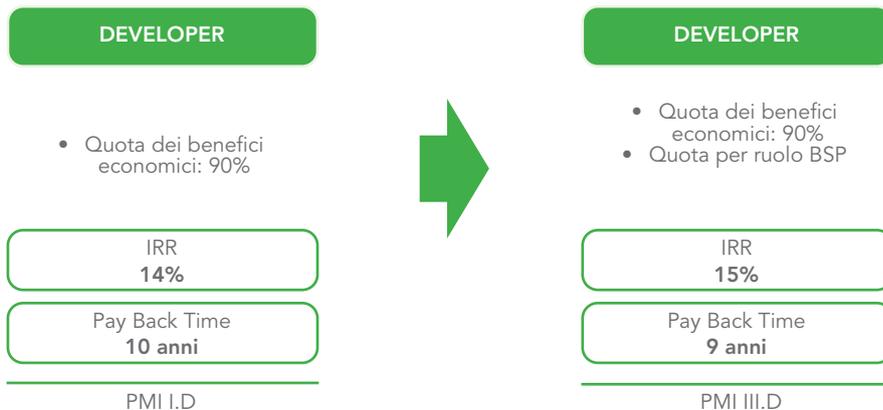
Utenti	
Tipologia di industria	Ricavi annui
PMI 1	6.820 €/anno
PMI 2	10.300 €/anno
PMI 3	5.400 €/anno
PMI 4	31.100 €/anno

Business case PMI III.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- La partecipazione degli utenti industriali ad una comunità energetica in cui è presente un energy community developer può abilitare la partecipazione al mercato della flessibilità utilizzando carichi elettrici modulabili o eventuali cogeneratori.
- Ipotizzando che il developer integri in una delle UVAM da lui gestite un **cogeneratore da 250 kW** presente all'interno di una PMI che partecipa alla comunità energetica, si ottiene un incremento dei ricavi pari a **300 ÷ 600 €/anno** per il proprietario dell'asset e un margine operativo pari a **600 ÷ 900 €/anno**, assumendo che valgano le regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia in primis della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che il cogeneratore sia utilizzato durante l'anno per la partecipazione al MSD all' **2%-5% della sua disponibilità** (ossia dell'energia disponibile). È altresì da sottolineare che **tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell'ambito dei progetti pilota** (si veda capitolo 1), ed è volto a stimare l'impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.
- I valori variano in funzione delle quantità effettivamente erogate sul MSD, mentre per il prezzo di remunerazione è stato fissato un valore di **300 €/MWh** dato che il cogeneratore per sua natura presenta un costo associato alle modulazioni a salire, dato dal consumo aggiuntivo di gas, per cui il proprietario dell'asset avrà interesse ad erogare il servizio solo a prezzi sufficientemente elevati.
- Infine, l'utilizzo dei carichi elettrici per la partecipazione al MSD dipende dalle peculiarità che caratterizzano l'ambito oggetto d'analisi. La modulazione dei carichi, infatti, **può presentare «costi opportunitati»** più o meno significativi, a seconda dell'**impatto sulle attività produttive**, che influenzano l'interesse verso questo tipo di opportunità.

Business case PMI III.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Rispetto al caso PMI I.D, il developer ottiene un ricavo aggiuntivo che gli consente di incrementare il suo IRR. Per il caso in analisi va considerato un rapporto diretto tra developer e singolo utente industriale per la partecipazione al MSD, che avviene utilizzando il cogeneratore installato nello stabilimento e non una risorsa dell'intera comunità.
- In particolare, considerando che il developer possa **sfruttare 5 cogeneratori industriali da 250 kW da inserire in UVAM** (e considerando il valore inferiore del range di ricavi mostrato nella slide precedente), riesce a **ridurre di 1 anno il PBT** del suo investimento :



Business case PMI III.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Adottando il **punto di vista dei singoli utenti** che mettono a disposizione il cogeneratore, che ripartiscono con il BSP i vantaggi derivanti dalla partecipazione al MSD, si nota un incremento dei ricavi annui che ottengono dalla partecipazione alla community, senza che debbano sostenere alcun costo fisso o variabile:

Utenti		Utenti*	
Tipologia di industria	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)	Tipologia di industria	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
PMI 1	158 €/anno	PMI 1	460 €/anno
PMI 2	230 €/anno	PMI 2	530 €/anno
PMI 3	130 €/anno	PMI 3	630 €/anno
PMI 4	968 €/anno	PMI 4	1.270 €/anno

- In questo caso la partecipazione al MSD con risorse di proprietà, può rappresentare per gli utenti un ulteriore vantaggio nella partecipazione alla comunità oltre a quello derivante dalla condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

(*) Riferito unicamente a coloro che mettono a disposizione un cogeneratore per la partecipazione al MSD, considerando la media tra i potenziali ricavi indicati in precedenza.

La sostenibilità economica dei business case analizzati: Quadro sinottico - IRR

Ambito	Codice Business case	Investimento developer	Investimento condiviso		Investimento autonomo degli utenti
Condominio	COND I	Negativo	13,5%	12,5%	10%
	COND II	Negativo	14,5%	9,5%	8%
	COND IV	Negativo	15,5%	15%	9%*
Centro commerciale	COMM I	13,5%	Non analizzato		17%
	COMM III	17,5%	Non analizzato		18%*
Quartiere residenziale	RES I	5,5%	Non analizzato		7%
	RES II	5%	Non analizzato		6%
	RES IV	8%	Non analizzato		7%*
Quartiere residenziale con uffici	TERZ I	6%	Non analizzato		14%
	TERZ II	5,5%	Non analizzato		10,5%
	TERZ IV	6,5%	Non analizzato		11%*
Area urbana mista	IND I	Negativo	Non analizzato		11%
	IND III	Negativo	Non analizzato		11%*
Distretto industriale	PMI I	14%	Non analizzato		18%
	PMI III	15%	Non analizzato		19%*

Ottica developer
Ottica utenze energetiche

(*) Ipotizzando la partecipazione al MSD tramite un BSP

La sostenibilità economica dei business case analizzati: Quadro sinottico - PBT

Ambito	Codice Business case	Investimento developer	Investimento condiviso		Investimento autonomo degli utenti
Condominio	COND I	> 20 anni	8 anni	9 anni	9 anni
	COND II	> 20 anni	7 anni	12 anni	12 anni
	COND IV	> 20 anni	7 anni	8 anni	11 anni*
Centro commerciale	COMM I	10 anni	Non analizzato		7 anni
	COMM III	8 anni	Non analizzato		6 anni*
Quartiere residenziale	RES I	> 20 anni	Non analizzato		14 anni
	RES II	> 20 anni	Non analizzato		16 anni
	RES IV	17 anni	Non analizzato		15 anni*
Quartiere residenziale con uffici	TERZ I	> 20 anni	Non analizzato		9 anni
	TERZ II	> 20 anni	Non analizzato		12 anni
	TERZ IV	> 20 anni	Non analizzato		11 anni
Area urbana mista	IND I	> 20 anni	Non analizzato		12 anni
	IND III	> 20 anni	Non analizzato		12 anni*
Distretto industriale	PMI I	10 anni	Non analizzato		7 anni
	PMI III	9 anni	Non analizzato		7 anni*

Ottica developer
Ottica utenze energetiche

(*) Ipotizzando la partecipazione al MSD tramite un BSP

La sostenibilità economica dei business case analizzati:

Quadro sinottico

- 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 al 10% 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 sostenibilità economica dei business case analizzati: Quadro sinottico

- 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.**

La sostenibilità economica dei business case analizzati:

Quadro sinottico

- 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.

La sostenibilità economica dei business case analizzati: Quadro sinottico

- 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**.

La sostenibilità economica dei business case analizzati: Quadro sinottico

- 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**.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Il potenziale di diffusione delle Energy Community 6

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi del capitolo

- Il presente capitolo si pone l'obiettivo di stimare il **potenziale di mercato e le ricadute attese** associati alle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità energetiche in Italia. In particolare, l'analisi si focalizza su:
 - La stima del **potenziale di diffusione** delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità energetiche in Italia;
 - L'analisi delle **potenziali ricadute** associate alla diffusione in Italia di tali configurazioni.

Indice capitolo

Il potenziale di mercato

Le ricadute attese



Stima del potenziale di diffusione: Approccio metodologico

- Il presente capitolo si pone *in primis* 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**:
 1. Stima del **mercato «potenziale»**, rappresentato dal **totale delle utenze energetiche/edifici che potrebbero entrare a far parte delle configurazioni** oggetto d'analisi.
 2. 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.
 3. 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 (si veda Capitolo 5).



Stima del potenziale di diffusione:

Mercato potenziale – tipologie di utenze energetiche

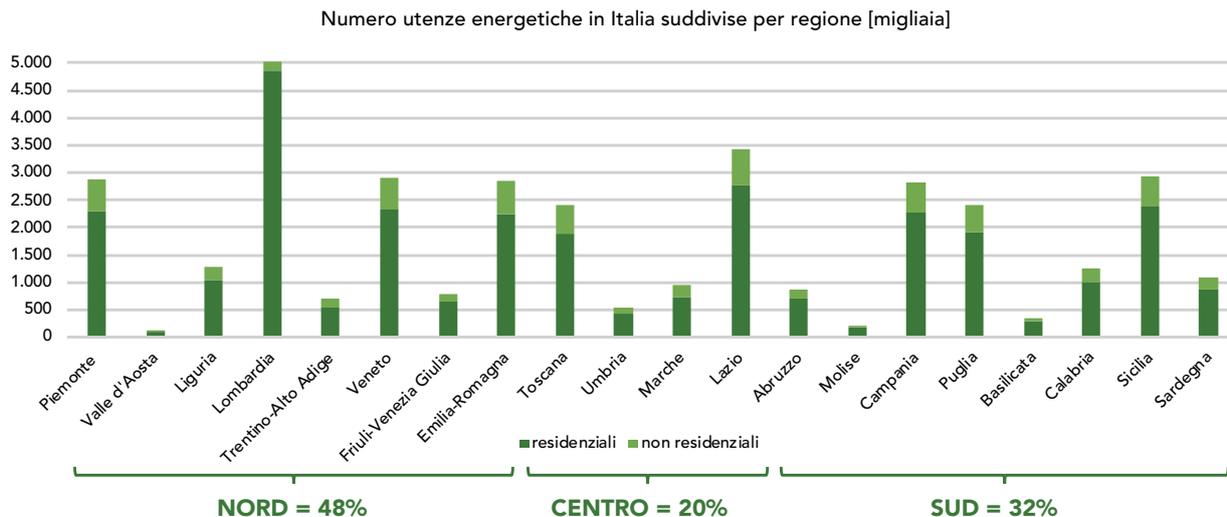
- Le **tipologie di utenze energetiche** che possono entrare a far parte di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile sono:
 - per il gruppo di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente: clienti finali** (con il vincolo, per i soggetti diversi dai nuclei familiari, che le attività legate all'autoconsumo **non costituiscano la loro attività commerciale o professionale principale** e che insistano all'interno del **medesimo edificio**);
 - nel caso della **comunità di energia rinnovabile: persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali**, comprese le **amministrazioni comunali** (a condizione che la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività professionale principale e che insistano al di sotto della **medesima cabina MT/BT**).
- In primo luogo, sono **quantificate le tipologie di utenze energetiche*** che possono entrare a far parte delle suddette configurazioni, distinguendo tra:
 - **Utenti residenziali**;
 - **Utenti non residenziali** (che includono, tra gli altri, **PMI e Pubblica Amministrazione**).

(*) Intese come utenze elettriche dotate di un POD.

6. Il potenziale di diffusione delle Energy Community

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – numerosità utenze energetiche

- Il numero di **utenze energetiche residenziali e non residenziali in Italia** è pari rispettivamente a **29,5 milioni e 7 milioni**, distribuite su base regionale come mostrato in figura.



Fonte: rielaborazione dati ARERA 2019

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – numerosità edifici residenziali

- Gli **edifici a destinazione d'uso residenziale** in Italia sono pari a circa **12 milioni**, corrispondenti ad oltre **31,2 milioni di abitazioni**.
- La tabella mostra la **ripartizione degli edifici a destinazione d'uso residenziale**, distinguendo tra **Nord, Centro e Sud** e sulla base del **numero di abitazioni per edificio**, al netto della stima degli edifici disabitati. Escludendo le abitazioni attualmente non in uso, si stimano circa **29,5 milioni di abitazioni, distribuite in 11,2 milioni di edifici residenziali**.

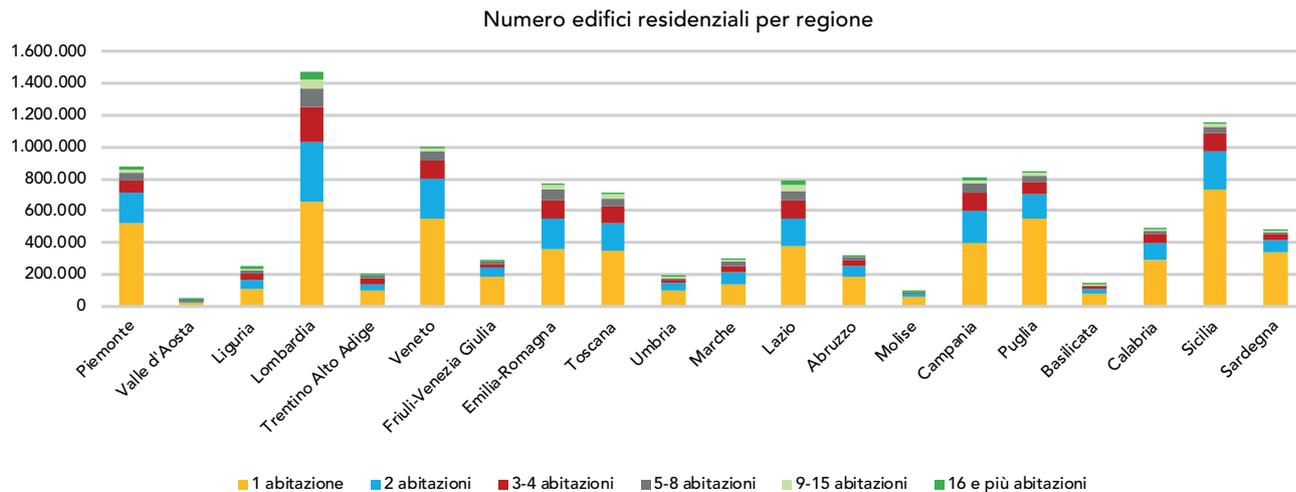
Edifici [migliaia]	1 abitazione	2 abitazioni	3-4 abitazioni	5-8 abitazioni	9-15 abitazioni	16 e più abitazioni
Nord	2.505	1.187	610	338	161	112
Centro	960	487	277	145	67	44
Sud	2.639	903	459	199	71	54
TOTALE	6.104	2.577	1.345	682	309	210

Fonte: rielaborazione dati ISTAT 2011

6. Il potenziale di diffusione delle Energy Community

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – numerosità edifici residenziali

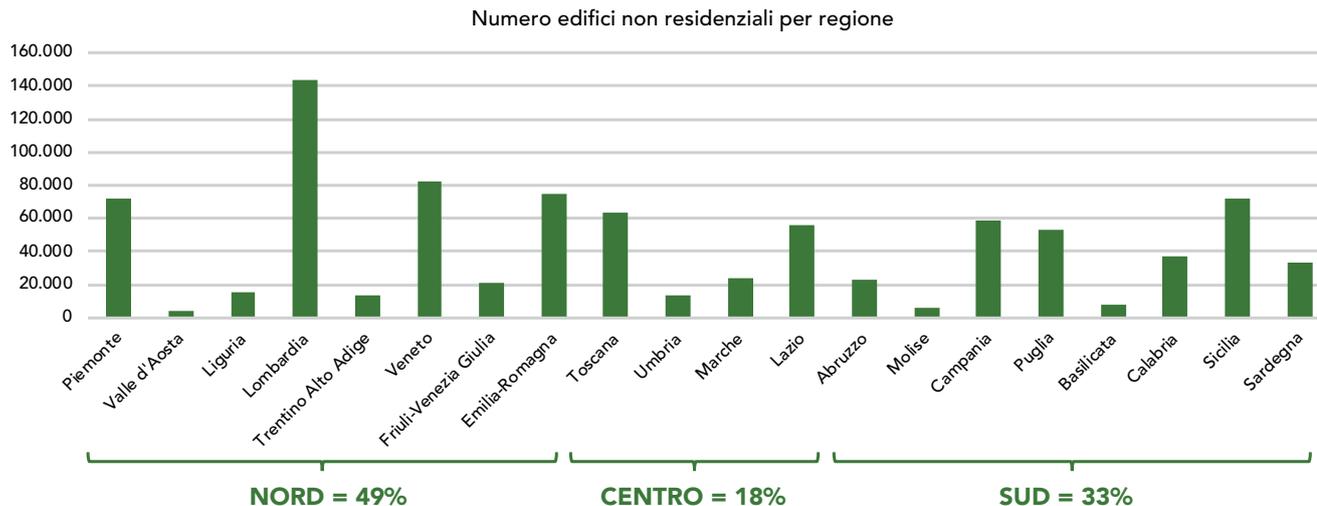
- La figura mostra la **ripartizione degli edifici residenziali in Italia su base regionale**, distinguendo in base al **numero di abitazioni per edificio**.



Fonte: rielaborazione dati ISTAT 2011

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – numerosità edifici non residenziali

- Gli edifici a destinazione d'uso non residenziale* in Italia sono circa 875.000, suddivisi su base regionale come mostrato in figura.



(*) Si fa riferimento ad edifici ad uso produttivo, commerciale, turistico/recettivo, servizi, direzionale/terziario.

Fonte: rielaborazione dati ISTAT 2011

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – numerosità utenze energetiche

- In riferimento alla configurazione di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, tutti gli edifici caratterizzati da una molteplicità di utenze, sia residenziali che non residenziali**, possono potenzialmente partecipare alla configurazione*.
- **Gli utenti residenziali sono distribuiti all'interno degli edifici come mostrato in precedenza**. Per quanto riguarda invece gli **utenti non residenziali**, si ipotizza in prima approssimazione che essi **siano uniformemente distribuiti all'interno degli edifici non residenziali** (ossia con una media di circa **8 utenze per edificio non residenziale**).
- Per quanto riguarda le **comunità energetiche rinnovabili**, ad esse possono partecipare **sia utenti singoli che utenti all'interno di un edificio**, rispettando il «vincolo» normativo attualmente previsto di essere **sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT**.

(*) Sono escluse dall'analisi le utenze collegate in alta ed altissima tensione, in quanto non si immagina che saranno coinvolte in questo tipo di iniziative.

Stima del potenziale di diffusione: Mercato potenziale – risultati

- Si stima che il **mercato potenziale** sia costituito da circa **36,5 milioni di utenze energetiche**, di cui **29,5 milioni residenziali e 7 milioni non residenziali**, distribuite sul territorio nazionale come mostrato in tabella.

UTENZE [migliaia]	Residenziale**	Non residenziale BT	Non residenziale MT*
Nord	14.049	3.247	47
Centro	5.825	1.423	21
Sud	9.630	2.199	32
TOTALE	29.504	6.869	100

- Tali utenze sono distribuite in circa **12 milioni di edifici**, distribuiti sul territorio nazionale come mostrato in tabella.

EDIFICI [migliaia]	Residenziale**	Non residenziale BT	Non residenziale MT*
Nord	4.913	408	6
Centro	1.979	179	2,6
Sud	4.335	276	4
TOTALE	11.227	863	12,6

(*) Attualmente solo per autoconsumatori collettivi, ai sensi della normativa vigente

(**) I valori includono sia abitazioni principali (uso prima casa) che immobili con diverso utilizzo (ad esempio immobili locati e ad uso seconda casa) per i quali la probabilità di essere coinvolti nelle configurazioni oggetto d'analisi potrebbe essere differente.

Stima del potenziale di diffusione: Mercato disponibile – vincoli tecnici

- Al fine di stimare **il mercato «disponibile»**, si tiene conto in primo luogo della presenza di **vincoli tecnici** (ossia i **diversi utilizzi della superficie del tetto**, gli ombreggiamenti e la **presenza di vincoli di natura storico-paesaggistica**) che **non rendono possibile l'installazione dell'impianto fotovoltaico sul tetto di alcuni edifici** (o nelle aree di loro pertinenza).
- In virtù della presenza dei suddetti vincoli tecnici, si stima che **gli edifici su cui sarebbe «tecnicamente» possibile l'installazione del fotovoltaico siano pari a circa il 50–60%* del totale** (mercato potenziale), con riferimento sia agli edifici residenziali sia non residenziali.
- È altresì da sottolineare che gli **utenti all'interno degli edifici in cui non risulta «tecnicamente» possibile l'installazione del fotovoltaico potrebbero comunque partecipare ad una configurazione di Comunità energetica rinnovabile**, che abbia gli impianti di produzione di energia ubicati in altro luogo.

(*) Fonte: Rielaborazione da Bódis K. et al., 2019

Stima del potenziale di diffusione: Mercato disponibile – presenza impianto FV

- Un secondo **vincolo** da tenere in considerazione riguarda **l'attuale presenza di un impianto fotovoltaico**. In particolare, si ipotizza che, in prima approssimazione, **gli utenti che hanno già investito in un impianto fotovoltaico non siano interessati ad investire ulteriormente per entrare a fare parte di una delle due configurazioni oggetto d'analisi.**

Gli impianti fotovoltaici installati in Italia al 2019 sono **880.000 ***, di cui:
721.000 relativi a utenti residenziali (per un totale di circa 3,4 GW);
159.000 relativi a utenti non residenziali (per un totale di circa 17,4 GW); di questi,
126.000 sono collegati in bassa tensione e 14.000 sono collegati in media tensione **.
il **55%** è installato al **Nord Italia**, il **17%** al **Centro** e il **28%** al **Sud**.

- In virtù di ciò, all'interno del **mercato «disponibile»** sono inclusi:
 - gli **utenti** che **non hanno ad oggi installato un impianto fotovoltaico**;
 - gli **edifici** in cui **non è stato ad oggi installato un impianto fotovoltaico**, ancorché ciò fosse «tecnicamente» fattibile.

(*) Fonte: rielaborazione dal Rapporto Statistico – solare fotovoltaico 2019 GSE

(**) Sono esclusi i «produttori puri», i quali prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari (fonte: ARERA)

Stima del potenziale di diffusione: Mercato disponibile – risultati

- Si stima che il **mercato disponibile** sia costituito da circa **35,6 milioni di utenze, di cui 28,8 milioni residenziali e 6,8 milioni non residenziali**, distribuite sul territorio nazionale come mostrato in tabella.

UTENZE [migliaia]	Residenziale	Non residenziale BT	Non residenziale MT*
Nord	13.653	3.178	40
Centro	5.702	1.401	18
Sud	9.428	2.164	28
TOTALE	28.783	6.743	86

- Tali utenti sono distribuiti in circa **6 milioni di edifici**, distribuiti sul territorio nazionale come mostrato in tabella.

EDIFICI [migliaia]	Residenziale	Non residenziale BT	Non residenziale MT*
Nord	2.151 – 2.642	195 – 236	2,0 – 2,6
Centro	908 – 882	87 – 104	1,0 – 1,3
Sud	2.056 – 2.295	134 – 161	1,5 – 1,9
TOTALE	5.115 – 5.819	416 – 501	4,5 – 5,8

(*) Attualmente solo per autoconsumatori collettivi, ai sensi della normativa vigente

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – metodologia

- La **definizione degli scenari di penetrazione attesa** delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile è basata sulla **stima di un tasso di penetrazione di queste iniziative sul totale del mercato disponibile**.
- In particolare, sono identificati **3 scenari di penetrazione («moderato», «intermedio», «accelerato»)**, tenendo conto della **sostenibilità economica di suddette iniziative** per gli utenti coinvolti (si veda Capitolo 5).
- L'approccio metodologico **prevede l'analisi dei dati storici di partecipazione degli utenti ad iniziative di autoconsumo, con particolare riferimento al meccanismo dello Scambio Sul Posto, in relazione alla convenienza economica** delle stesse. Dai dati storici di partecipazione si deriva una stima della **partecipazione degli utenti alle nuove configurazioni** di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e Comunità di energia rinnovabile.
- L'analisi dei dati storici è effettuata **separatamente per gli utenti residenziali** e non residenziali, suddivisi nelle zone geografiche Nord, Centro e Sud. L'analisi è stata sviluppata su un **orizzonte temporale quinquennale** (2015-2019).

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – lo Scambio Sul Posto

- Il **principale meccanismo a supporto degli impianti di generazione da fonte rinnovabile per auto-consumo** negli ultimi anni è rappresentato dallo **Scambio Sul Posto** (in aggiunta alla detrazione fiscale). Esso consente al possessore dell'impianto di compensare l'energia prodotta ed immessa in rete in un certo momento con quella prelevata in un momento differente. Dal 2015, lo Scambio Sul Posto per impianti fotovoltaici è applicabile **per gli impianti fino a 500 kW** (entrati in funzione dal primo gennaio 2015) e non più solo per gli impianti fino ai 200 kW.
- Le **principali voci di costi e ricavi** associate ad un investimento di questo tipo sono riportate di seguito.



- Il meccanismo dello Scambio Sul Posto permette di ottenere un **ritorno sull'investimento dell'8-9% per un utente-tipo residenziale** (taglia del fotovoltaico pari a 3 kW), di circa **l'11-13% per un utente-tipo non residenziale collegato in bassa tensione** (impianto fotovoltaico di taglia **20 kW**) e di circa il **13-17% per un utente-tipo non residenziale collegato in media tensione** (impianto fotovoltaico di taglia **200 kW**)*.

(*) Fonte: Renewable Energy Report 2018 – Energy & Strategy Group

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – dati storici

- Fino alla recente introduzione delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità di energia rinnovabile, la sola configurazione realizzabile da parte degli **utenti residenziali era quella di impianti destinati all'alimentazione di una sola unità di consumo**. Ipotizziamo perciò **trascurabile il numero di impianti privati installabili fino ad oggi su edifici con un più di 2 abitazioni**. Per la stima del tasso di penetrazione del mercato disponibile per le iniziative di autoconsumo individuale in ambito residenziale che potevano beneficiare del meccanismo dello scambio sul posto negli ultimi 5 anni (2015-2019), sono stati inoltre esclusi gli utenti che avevano già installato un impianto fotovoltaico precedentemente all'intervallo temporale attualmente in analisi.
- Discorso analogo per gli **utenti non residenziali**, per i quali la sola configurazione realizzabile era quella di **impianti destinati all'alimentazione di una sola unità di consumo**, al netto delle configurazioni ASAP (Altri Sistemi di Autoproduzione), che in prima approssimazione sono trascurati. Sono stati inoltre esclusi gli utenti che avevano già installato un impianto fotovoltaico precedentemente all'intervallo temporale attualmente in analisi.

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – INTERMEDIO

- Nello **scenario di penetrazione «intermedio»**, si ipotizza che esso si basi prevalentemente su **iniziative promosse «dal basso»**, ossia dalle **utenze energetiche** che decidono di costituirsi in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o comunità di energia rinnovabile.
- In questo scenario, la **stima del tasso di penetrazione** delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o comunità di energia rinnovabile **sul totale del mercato disponibile** è effettuata **in ottica comparativa rispetto agli investimenti individuali in autoconsumo descritti in precedenza**, sulla base di una comparazione del tasso di rendimento di tali investimenti (IRR)*.
- La tabella mostra la **stima del tasso di penetrazione nello scenario intermedio ed il numero corrispondente di utenze che si stima saranno oggetto di iniziative di autoconsumo di collettivo o comunità di energia rinnovabile nel prossimo quinquennio (2021-2025)**.

	% di penetrazione media annua (2021-2025)			Totale utenze (2021-2025) [migliaia]		
	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT
Nord	1,2%	0,8%	10%	819	127	20
Centro	1%	0,6%	4,6%	285	42	4,1
Sud	0,5%	0,4%	3%	236	43	4,2
TOTALE	0,9%	0,6%	5,8 %	1.340	212	28,3

(*) Si veda Capitolo 5

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – MODERATO

- Rispetto allo scenario intermedio, lo **scenario moderato** ipotizza che, oltre al «mero» aspetto economico, possano manifestarsi delle **criticità** a livello di «awareness» **da parte delle utenze energetiche circa le opportunità rappresentate dall'autoconsumo collettivo o dalle comunità di energia rinnovabile** (soprattutto in una prima fase di sviluppo del mercato) e della loro **effettiva capacità di promuovere la realizzazione di queste iniziative**.
- **Ciò determinerebbe una significativa riduzione del tasso di penetrazione atteso**, soprattutto in ambito residenziale.

	% di penetrazione media annua (2021-2025)			Totale utenze (2021-2025) [migliaia]		
	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT
Nord	0,8%	0,6%	4,0%	546	95	8
Centro	0,6%	0,4%	3,0%	171	28	2,7
Sud	0,3%	0,2%	2,0%	189	22	2,8
TOTALE	0,57%	0,4%	3,0%	906	145	13,5

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – ACCELERATO

- Infine, lo **scenario accelerato** ipotizza che un ruolo chiave per lo sviluppo delle iniziative di **autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile sia giocato dai «developer»**.
- La loro presenza può in alcuni casi **migliorare gli economics** associati agli investimenti, oltre a **limitare/azzerare gli investimenti a carico delle utenze energetiche***. Inoltre, essi possono **favorire l'aggregazione di utenze** che (soprattutto in **ambito residenziale**) potrebbero mostrare una significativa «inerzia» ad **aggregarsi in maniera autonoma**. In terzo luogo – ma non meno importante – **la presenza dei developer potrebbe più facilmente abilitare ulteriori servizi** a beneficio dell'aggregato, quali la ricarica dei veicoli elettrici, la fornitura di servizi di efficienza energetica e la partecipazione al MSD, che potrebbero riverberarsi positivamente sugli economics.
- **Il combinato disposto di questi fattori determinerebbe un incremento del tasso di penetrazione atteso**, risultando in un maggiore numero di utenti coinvolti.

	% di penetrazione media annua (2021-2025)			Totale utenze (2021-2025) [migliaia]		
	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT	Residenziale	Non res. BT	Non res. MT
Nord	1,5%	1,2%	13%	1.024	191	26
Centro	1,2%	0,8%	6%	342	56	5,4
Sud	0,7%	0,6%	4%	330	65	5,6
TOTALE	1,13%	0,87%	7,6%	1.696	312	37

(*) Si veda Capitolo 5

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – risultati

- Nella tabella è riportato il **numero di utenti, divisi per categoria e zona geografica**, che si stima verranno coinvolti **nel prossimo quinquennio (2021-2025)** in configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile.
- I range riportati rappresentano i risultati che si ottengono considerando una prospettiva di **sviluppo da moderato ad accelerato**.

Totale Utenze	Residenziale	Non residenziale BT	Non residenziale MT
Nord	546 - 1.024	95 - 191	8,0 - 26
Centro	171 - 342	28 - 56	2,7 - 5,4
Sud	189 - 330	22 - 65	2,8 - 5,6
TOTALE	906 - 1.696	145 - 312	13,5 - 37

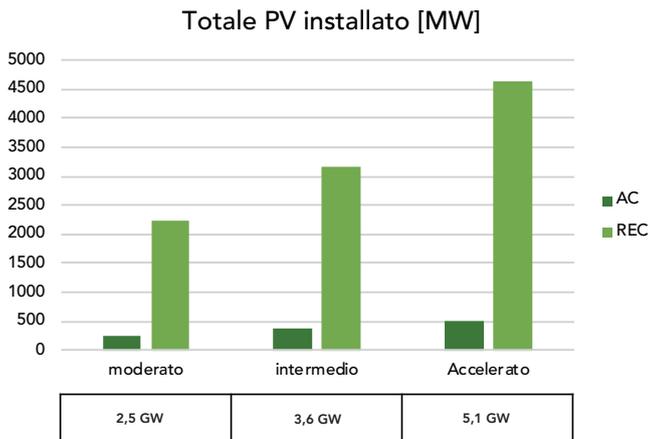
Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – risultati

- I **potenziali partecipanti** stimati nei tre scenari (moderato, intermedio ed accelerato) **sono stati poi distribuiti in configurazioni** di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile, **considerando i business case presentati nel Capitolo 5 che presentano i ritorni economici più interessanti.**
- La tabella mostra perciò la **stima delle configurazioni** di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile **che saranno realizzate nel prossimo quinquennio (2021-2025)**; i range rappresentano le **diverse distribuzioni** che si possono venire a verificare **a partire dallo stesso numero di utenti partecipanti.**

	Totale configurazioni (2021 – 2025)	
	A.C. collettivo (residenziale e non residenziale)	REC
Moderato	3.500 – 7.000	14.000 – 15.000
Intermedio	5.000 – 10.500	20.000 – 21.000
Accelerato	1.000 – 13.000	29.000 – 31.000

Stima del potenziale di diffusione: Scenari di penetrazione – risultati

- Il grafico rappresenta l'incremento di potenza da impianti fotovoltaici previsto nel prossimo quinquennio, contestualmente allo sviluppo delle nuove configurazioni. La taglia degli impianti associati alle configurazioni fa riferimento ai business case descritti nel Capitolo 5.



- Non è qui rappresentato lo sviluppo delle altre tecnologie abilitanti quali storage, dispositivi hardware e software ed altre (si veda Capitolo 3) poiché queste saranno implementate sulla base delle peculiarità dello specifico progetto e sulla base degli attori coinvolti nello sviluppo della configurazione.

Indice capitolo

Il potenziale di mercato

Le ricadute attese

Analisi delle ricadute: Metodologia d'analisi

- La valutazione delle **potenziali ricadute associate alla diffusione in Italia delle nuove configurazioni** (autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili) è effettuata **con riferimento ai tre scenari di penetrazione (moderato, intermedio, accelerato)** sviluppati in precedenza.
- L'analisi tiene conto **di diverse tipologie di ricadute** che riguardano sia i **soggetti direttamente interessati** alla partecipazione ad una delle nuove configurazioni che il **«sistema Paese» nel suo complesso, in un orizzonte temporale quinquennale (2021-2025)**.
- Le **tipologie di ricadute attese analizzate** sono divise tra ricadute di carattere **economico** e ricadute di carattere **energetico-ambientale**.

Ricadute economiche

Variazione volume d'affari tecnologie

Variazione volume d'affari energia

Ricadute fiscali

Incentivazione

Restituzione componenti tariffa

Ricadute energetiche ed ambientali

Incremento generazione FER

Energia condivisa

Riduzione perdite in rete

Riduzione delle emissioni

Analisi delle ricadute: Metodologia d'analisi - ricadute economiche

RICADUTE ECONOMICHE	
Variazione volume d'affari tecnologie abilitanti	Variazione del volume di affari relativa alla fornitura e all'installazione delle tecnologie abilitanti la creazione delle configurazioni
Variazione volume d'affari produzione energia	Variazione del volume di affari relativa alla produzione dell'energia elettrica prodotta in loco dalle configurazioni a discapito dei produttori «tradizionali»
Ricadute Fiscali	Ricadute fiscali associate all'incremento del volume di affari per i fornitori di tecnologie (IVA e IRES sulla variazione del volume d'affari e IRPEF sulle ricadute occupazionali) e alle detrazioni per gli investimenti degli utenti privati in impianti di produzione.
Incentivazione	Contributi di incentivazione esplicita relativi alle tariffe incentivanti sull'energia condivisa
Restituzione componenti tariffa	Restituzione delle componenti della tariffa relative a oneri di trasmissione e distribuzione sull'energia condivisa internamente alla configurazione; valorizzazione dell'energia risparmiata per la riduzione delle perdite di rete all'interno delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente

Analisi delle ricadute: Metodologia d'analisi - ricadute energetiche ed ambientali

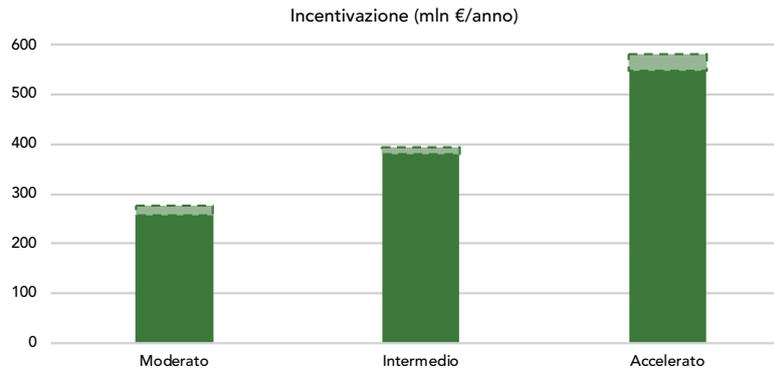
RICADUTE ENERGETICHE ED AMBIENTALI	
Incremento generazione FER	Incremento di produzione da rinnovabili, associato alla potenza installata afferente alle nuove configurazioni di comunità di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.
Energia condivisa	Energia condivisa all'interno delle configurazioni (pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti e l'energia prelevata dall'insieme dei membri della configurazione)
Riduzione delle perdite di rete	Riduzione delle perdite di rete, associate all'energia condivisa all'interno delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.
Riduzione delle emissioni di CO₂	Riduzione delle emissioni di CO ₂ , associata all'incremento della produzione da energia rinnovabile.

Ricadute economiche: Presentazione dei risultati

- Nelle slide seguenti si presentano i **dati delle ricadute economiche derivanti dalla creazione delle configurazioni di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e comunità energetiche nel prossimo quinquennio**.
- I risultati sono presentati con riferimento all'**anno 2025**, ossia il primo anno in cui per ipotesi si considerano create tutte le configurazioni che caratterizzano ciascuno scenario di penetrazione descritto in precedenza. In particolare, si presentano i valori delle singole voci di ricaduta economica, differenziate tra gli scenari moderato, intermedio ed accelerato. **Si riporta in particolare un range corrispondente ai valori «estremi» (min-max) di numero di configurazioni ottenuti in conclusione all'analisi di diffusione**.
- È altresì da sottolineare che **alcune ricadute hanno un impatto pluriennale**, come ad esempio gli incentivi sull'energia condivisa, di cui una configurazione beneficia per 20 anni. In tali casi, si fornirà un'indicazione sul valore cumulato di tali ricadute (**assumendo una «vita utile» della configurazione pari a 20 anni**).

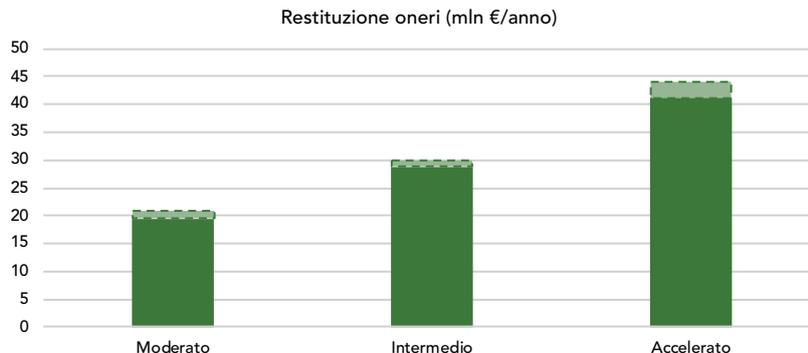
Analisi delle ricadute: Ricadute economiche – incentivazione

- Al 2025, il valore complessivo dell'incentivazione sulla quota di energia condivisa internamente alle configurazioni varia tra poco meno di 300 mln € nello scenario «moderato» a quasi 600 mln € nello scenario «accelerato». La ripartizione tra i membri delle configurazioni ed i developer varia a seconda del «peso relativo» dei due soggetti nei diversi scenari.
- Considerando l'erogazione dell'incentivo per una durata di 20 anni, nello scenario intermedio si stimano circa 6,5 mld € di incentivazione complessiva per supportare l'installazione di 3,6 GW di fotovoltaico. Tale costo per la collettività consentirebbe di raggiungere oltre il 45% degli obiettivi fissati nel PNIEC per il fotovoltaico al 2025 (28,5 GW totali installati).



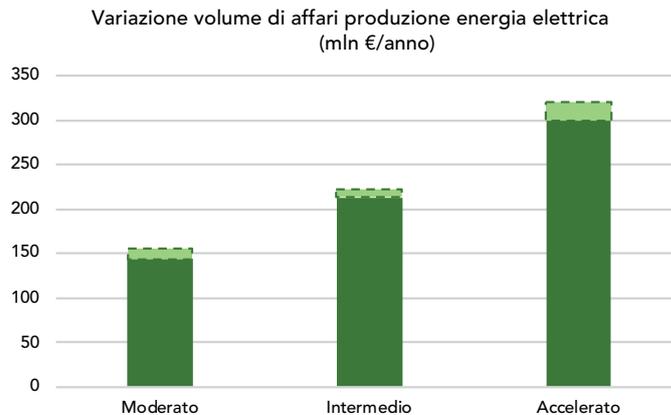
Analisi delle ricadute: Ricadute economiche – restituzione componenti tariffa

- Al 2025, il valore complessivo della **restituzione delle componenti di trasmissione e distribuzione** alle comunità energetiche ed agli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, unitamente alla valorizzazione dell'energia risparmiata per la **riduzione delle perdite** (riconosciuto solo nella configurazione di A.C. collettivo), ammonta per i **tre scenari «moderato», «intermedio» e «accelerato» rispettivamente a circa 20, 30 e 43 mln €/anno.**
- **Tale valore non rappresenta un onere per gli altri utenti della rete pubblica, in quanto tali restituzioni riflettono i costi effettivamente risparmiati nella gestione della rete elettrica.**
- Considerando la restituzione per una durata di 20 anni, nello scenario intermedio si stimano circa 600 mln € complessivamente restituiti ai membri degli aggregati.



Analisi delle ricadute: Ricadute economiche – variazione volume d'affari produzione energia

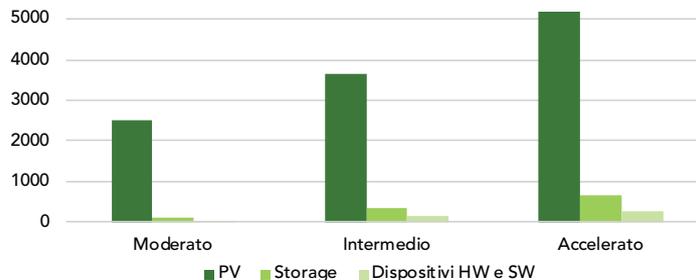
- La variazione del volume di affari della produzione di energia elettrica è **positiva per soggetti terzi e membri delle comunità/autoconsumatori**, che per la cessione in rete dell'energia prodotta a prezzo zonale, ricavano **150 mln € nello scenario moderato, 220 mln € nello scenario intermedio e 310 mln € nello scenario accelerato**.
- La ripartizione tra i membri delle configurazioni ed i developer varia a seconda del «peso relativo» dei due soggetti nei diversi scenari.



Analisi delle ricadute: Ricadute economiche – variazione volume d'affari tecnologie

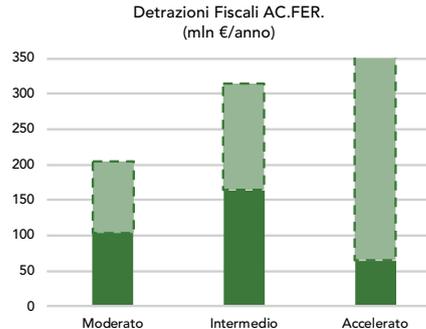
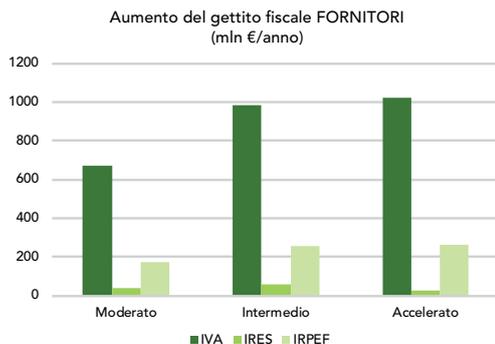
- Al 2025, la realizzazione delle configurazioni previste in ciascuno scenario determina un incremento dei ricavi per le imprese che si occupano della fornitura delle tecnologie abilitanti (technology provider), per la maggior parte relativo agli impianti fotovoltaici, mentre in misura minore relativo ad investimenti in sistemi di accumulo e dispositivi hardware e software ed altre tecnologie abilitanti.
- Nel grafico sono rappresentati i dati che si ottengono stimando che l'investimento venga fatto da utenti privati; sono state infatti trascurate le economie di scala di cui possono beneficiare i soggetti terzi ponendosi come sviluppatori delle configurazioni, essendo un dato fortemente variabile da caso a caso.
- Per i dati relativi allo storage ed ai dispositivi hardware e software sono stati stimati valori di penetrazione delle tecnologie crescenti nei tre scenari moderato, intermedio ed accelerato.

Variazione volume di affari tecnologie
(mln €)



Analisi delle ricadute: Ricadute economiche – ricadute fiscali

- La ricaduta in termini fiscali associate all'incremento del volume di affari **per fornitori di tecnologie comporta un'entrata aggiuntiva per lo Stato**, quantificata come segue per gli scenari «moderato», «intermedio» e «accelerato».
- Per quanto riguarda gli «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» sono stimate le detrazioni fiscali di cui possono beneficiare*. È da sottolineare che, nel caso in cui l'investimento fosse sostenuto dai developer, essi non beneficerebbero di tali detrazioni.



(*) Le comunità di energia rinnovabile non sono soggette a questa detrazioni, nella misura in cui si ipotizzi l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra.

Analisi delle ricadute: Ricadute economiche

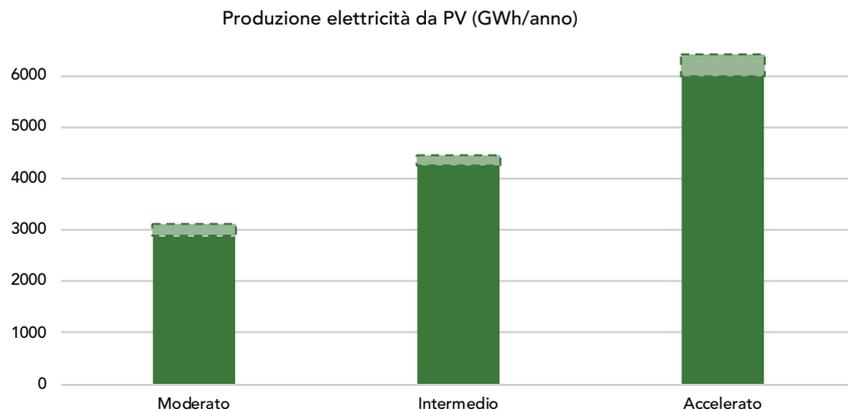
- In tutti e tre gli scenari – moderato, intermedio ed accelerato – si registra un beneficio significativo sia per i membri delle comunità energetiche ed autoconsumatori collettivi che per gli **attori della filiera che si occupano della fornitura delle tecnologie abilitanti e dello sviluppo di queste iniziative** (cosiddetti «developer»).
- Con riferimento allo scenario intermedio, il **beneficio complessivo per i membri delle configurazioni si attesta intorno ai 7,6 mld €** (considerando l'intera vita utile delle configurazioni). Ciò è in parte a discapito dei produttori «tradizionali», che si stima registrino una contrazione del volume d'affari nell'intorno dei 4,2 mld €. Va sottolineato che **una parte dei benefici relativi all'incentivo sull'energia condivisa sarà verosimilmente condivisa con i developer**, a seconda del loro «peso relativo» nella promozione di queste iniziative.
- **Gli attori della filiera che si occupano della fornitura delle tecnologie abilitanti e dello sviluppo di queste iniziative** beneficiano complessivamente di circa 460 mln €, mentre il **costo netto previsto per lo Stato di circa 400 mln €**.

Ricadute energetiche ed ambientali: Presentazione dei risultati

- Nelle slide seguenti si presentano i **dati delle ricadute energetiche ed ambientali derivanti dalla creazione delle configurazioni di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile e comunità energetiche nel prossimo quinquennio.**
- I risultati sono presentati con riferimento all'**anno 2025**, ossia il primo anno in cui per ipotesi si considerano create tutte le configurazioni che caratterizzano ciascuno scenario di penetrazione descritto in precedenza. In particolare, si presentano i valori delle singole voci di ricaduta economica, differenziate tra gli scenari moderato, intermedio ed accelerato. **Si riporta in particolare un range corrispondente ai valori «estremi» (min-max) di numero di configurazioni ottenuti in conclusione all'analisi di diffusione.**
- Per le **ricadute che hanno una ricaduta pluriennale**, si fornirà un'indicazione sul valore cumulato di tali ricadute (assumendo una «vita utile» della configurazione pari a 20 anni).

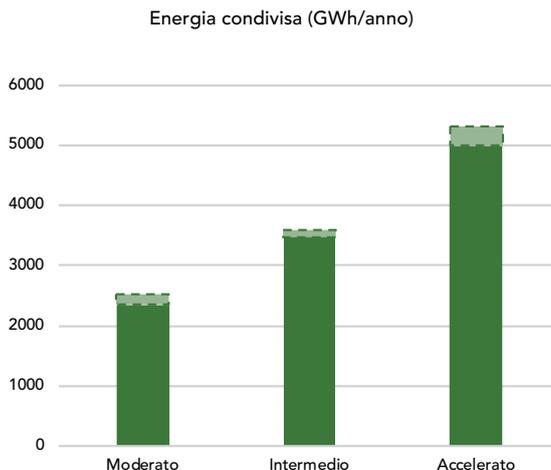
Analisi delle ricadute: Ricadute energetiche e ambientali – incremento generazione FER

- Al 2025, l'apporto che le configurazioni analizzate possono dare alla produzione di energia elettrica da rinnovabili nel nostro Paese può rappresentare una percentuale importante in relazione agli **obiettivi PNIEC**. Il contributo rispetto alla produzione prevista da fotovoltaico di 40,1 TWh/anno prospettata per il 2025 è, rispettivamente per i tre scenari, del 7,5%, del 10,7% e del 15,5%.
- La produzione cumulata di energia da fonte rinnovabile, considerando l'intera vita utile delle configurazioni, è stimabile nell'ordine dei 60-110 TWh.



Analisi delle ricadute: Ricadute energetiche e ambientali – energia condivisa

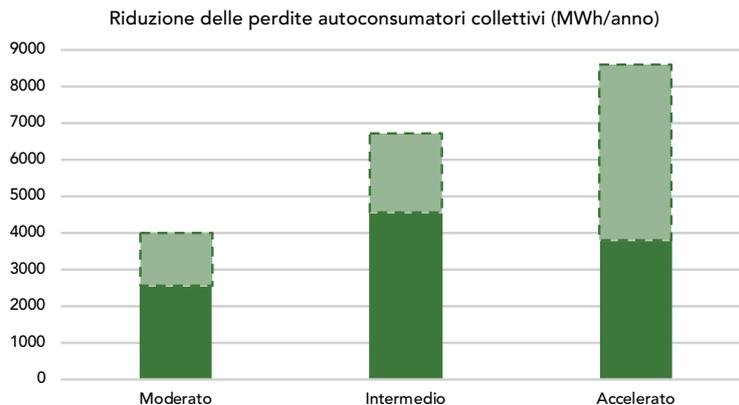
- **L'energia condivisa si prevede che rappresenti una quota parte consistente dell'intero ammontare di energia prodotta dagli impianti installati; in media intorno al 70% dell'energia prodotta dagli impianti afferenti le configurazioni (con consistenti differenze tra i tipi di configurazione: si va dal 40% di energia condivisa per condomini, al 99% per i centri commerciali)*.**



(*) si vedano i risultati dei business case al Capitolo 5 del presente Report

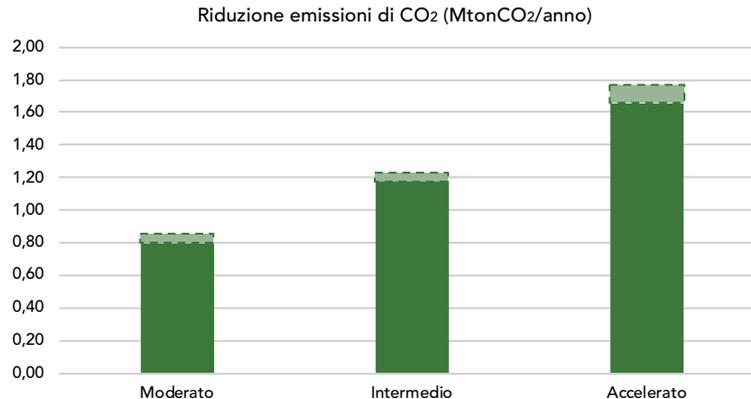
Analisi delle ricadute: Ricadute energetiche e ambientali – riduzione perdite di rete

- Al 2025, la riduzione delle perdite associate alle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è stimata tra i 4 e gli 8 GWh. Tali valori sono strettamente legati all'energia condivisa, e risulterebbero superiori nel caso in cui si includesse nel novero la quota di riduzione delle perdite associata all'autoconsumo fisico (che in taluni casi potrebbe essere significativo).
- Complessivamente, la riduzione delle perdite valutate sull'intera vita utile delle configurazioni è stimata intorno ai 110 GWh nello scenario intermedio.



Analisi delle ricadute: Ricadute energetiche e ambientali – riduzione emissioni CO₂

- Al 2025, la diffusione di configurazioni di comunità di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente determina una notevole **riduzione delle emissioni di CO₂, valutata sulla base dell'incremento di energia rinnovabile prodotta all'interno di questi progetti.**
- Complessivamente, la riduzione delle emissioni di CO₂ valutata sull'intera vita utile delle configurazioni è stimata intorno alle 23 Mton di CO₂ nello scenario intermedio.



Analisi delle ricadute: Ricadute energetiche e ambientali

- 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 per raggiungere l'obiettivo prefissato dal PNIEC.** Nel medesimo anno, il contributo **rispetto alla produzione complessiva di fotovoltaico sarebbe circa dell'11%.**
- 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 110 GWh cumulati nel periodo di vita utile degli impianti.
- La **riduzione delle emissioni di CO2 nello stesso arco di tempo si attesta 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.
- Oltre ai benefici diretti quantificati nel presente studio, è altresì da sottolineare che la diffusione di tali configurazioni potrebbe determinare una serie di **ulteriori ricadute 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.**

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Simone Franzò - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Andrea Di Lieto - *Project Manager*

Camilla Troglio

Paola Boccardo

Cristian Pulitano

Antonio Lobosco

Fabiola Bordignon

Francesca Capella

Alessio Corazza

Nicola De Giusti

Umberto De Patre

Marco Guiducci

Josip Kotlar

Luca Manelli

Alessio Nasca

Davide Perego

Lucrezia Sgambaro

Anna Temporin

La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003. Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili. Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e

sui programmi Master. La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate. La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale d'impresa in Italia, con l'intento di censirne gli operatori,

analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group presenta i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

Le Imprese Partner

ACEA

AGSM ENERGIA

ALGOWATT

GRUPPO AUTOGAS

BE POWER

CESI

EDISON

EDP RENEWABLES

EF SOLARE ITALIA

ENEL X

ENERBRAIN

ENGINEERING INGEGNERIA INFORMATICA

ENI

ERG

EVERIS ITALIA

EVOGY

FALCK RENEWABLES

FEDABO

GALILEO GREEN ENERGY

HIGECO ENERGY

MAPS

MOSTRA CONVEGNO EXPOCOMFORT

RWE RENEWABLES

SIRAM VEOLIA

SNAM

TERNA

VESTA



Acea è una delle principali multiutility italiane, quotata in borsa nel 1999, è attiva nella gestione e nello sviluppo di reti e servizi business dell'acqua, dell'energia e dell'ambiente.

Tra le attività: Servizio Idrico Integrato (acquedotto, fognatura e depurazione), distribuzione di energia elettrica, illuminazione pubblica e artistica, vendita di energia elettrica e gas, produzione di energia, trattamento e valorizzazione dei rifiuti.

Acea è il primo operatore nazionale nel settore idrico con circa 9 milioni di abitanti serviti nel Lazio, Toscana, Umbria e Campania; tra i principali players italiani nell'energia con circa 6 TWh di elettricità venduta e nelle reti con circa 10 TWh di elettricità distribuita nella città di Roma.

E' uno dei primi operatori in Italia nel settore Ambiente, con oltre un milione di tonnellate di rifiuti trattati.

AGSM Energia, la società commerciale del Gruppo AGSM, è una primaria multiutility che opera nei settori della vendita di energia elettrica, gas naturale e teleriscaldamento e si rivolge a clienti famiglia, impresa, enti, pubblica amministrazione e grossisti. Conta 500.000 punti di fornitura in 6.800 comuni italiani, mettendo a disposizione dei clienti oltre 120 anni di esperienza e impegno. Nel 2019 il Valore della Produzione ha toccato quota 787 milioni di euro e il margine operativo lordo registrato è stato di 29 milioni di euro, mentre il margine operativo netto si è attestato intorno a 27 milioni di euro.

AGSM Energia è una delle principali realtà economico-industriali della Provincia di Verona e riesce ad affrontare con successo le dinamiche del mercato con spirito imprenditoriale e orientamento al cliente: a tal proposito, per dare la parola ai propri Clienti, AGSM da qualche mese è su Trustpilot (la più famosa piattaforma di recensioni online) invitando tutti i Clienti che hanno usufruito del servizio di assistenza o di consulenza, a condividere la propria esperienza con AGSM Energia. Attualmente AGSM Energia vanta su Trustpilot un punteggio medio di 4,5/5, che la pone ai primi posti del settore su scala nazionale per valutazione media sulla piattaforma online.

In ottica di crescita, dalla liberalizzazione dei mercati energetici AGSM Energia ha vissuto una graduale e costante espansione su tutto il territorio italiano, che prosegue ancora oggi, spinta anche dal segmento Reseller, che è in grado di incrementare le vendite di energia soprattutto nelle aree non metropolitane, grazie ad una presenza capillare sul territorio che facilita la relazione con il Cliente.

Ulteriore conferma del trend positivo è arrivato a Settembre 2020, quando AGSM Energia si è aggiudicata 9 lotti su 17 nella gara pubblica Consip per la fornitura di energia elettrica alle Pubbliche Amministrazioni italiane, per un valore stimato di 743 Milioni di Euro.

La mission aziendale di AGSM consiste nel generare e distribuire valore nel mercato a vantaggio delle esigenze dei clienti, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone. I nostri impegni:

- fornire un servizio con caratteristiche di sicurezza, affidabilità, continuità ed economicità;
- ridurre gli sprechi di risorse naturali ed energetiche e minimizzazione degli impatti ambientali, sia con l'attento controllo della propria gestione, sia con la comunicazione verso i clienti e cittadini;
- sviluppare il dialogo con i clienti, promuovendo una trasparente comunicazione di strategie, obiettivi e risultati;
- assicurare l'adozione di comportamenti in linea con i requisiti del "codice etico" di AGSM, provvedendo alla verifica della sua applicazione;
- fornire tempestivamente risposte alle trasformazioni in corso nella società e nei mercati di riferimento;
- migliorare l'efficacia e l'efficienza della gestione per alimentare la crescita del valore d'impresa, nella consapevolezza che positivi risultati economici contribuiscono a dare concreti vantaggi a portatori di interesse.

AGSM produce energia grazie ai propri impianti, di cui molti sono moderni impianti a fonte rinnovabile e che sono distribuiti su tutto il territorio italiano. Nel corso degli anni ha realizzato 16 impianti a fonte rinnovabile, per un totale di potenza elettrica installata pari a 154 MW.





algoWatt, greentech solutions company, progetta, sviluppa e integra soluzioni per la gestione dell'energia e delle risorse naturali, in modo sostenibile e socialmente responsabile. La Società fornisce sistemi di gestione e controllo che integrano dispositivi, reti, software e servizi con una chiara focalizzazione settoriale: digital energy e utilities, smart cities & enterprises e green mobility.

algoWatt è nata dalla fusione di TerniEnergia, azienda leader nel settore delle energie rinnovabili e dell'industria ambientale, e di Softeco, un provider di soluzioni ICT con oltre 40 anni di esperienza per i clienti che operano nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti. La società, con oltre 200 dipendenti dislocati in 7 sedi in Italia e investimenti in ricerca e innovazione per oltre il 12% del fatturato, opera con un'efficiente organizzazione aziendale, focalizzata sui mercati di riferimento:

- Green Energy Utility: algoWatt semplifica la gestione dell'intero ciclo di vita della filiera energetica proponendo prodotti e servizi per le utility e gli aggregatori: da sistemi di controllo e manutenzione per la produzione di energia da fonti rinnovabili, alla gestione del ciclo di vendita, passando per le microgrid e la digitalizzazione delle reti di trasmissione e distribuzione elettrica. algoWatt garantisce la sicurezza fisica ed informatica delle infrastrutture energetiche

critiche. Parole chiavi sono: energie rinnovabili, energia digitale e reti intelligenti;

- Green Enterprise & City: algoWatt introduce la componente "smart" in azienda e nella città offrendo soluzioni per la gestione flessibile e ottimizzata dei consumi energetici. È il partner ideale per chi ha esigenze critiche di progettazione, realizzazione e gestione di microgrid, reti ferroviarie, impianti ambientali e reti idriche di cui garantisce anche la sicurezza fisica ed informatica. Parole chiavi sono: IoT, analisi dei dati, efficienza energetica, automazione degli edifici e dei processi;
- Green Mobility: algoWatt offre una suite di soluzioni per la pianificazione, gestione e fruizione di una mobilità intermodale, integrando trasporto pubblico locale fisso e a chiamata, flotte pubbliche, private o condivise, soccorso stradale e terminal portuali. algoWatt garantisce la sicurezza fisica ed informatica delle reti stradali critiche e realizza microgrid e sistemi di mobilità elettrica al servizio di una mobilità di persone e merci sempre più elettrificata, digitale, connessa e sostenibile. Parole chiavi sono: elettrica, in sharing e on demand.

Mercati diversi, un unico focus: la sostenibilità. algoWatt è quotata sul Mercato Telematico Azionario (MTA) di Borsa Italiana S.p.A.

Gruppo Autogas, leader da 60 anni nel settore GPL a uso domestico, industriale e per autotrazione, è il secondo operatore del mercato italiano.

Con il suo brand AGN ENERGIA oggi opera attivamente anche nel comparto delle energie alternative e rinnovabili, impegnandosi sempre più sul fronte della sostenibilità.

L'azienda, che vanta circa 250.000 clienti in tutta Italia, ha sviluppato attività economiche caratterizzate da spiccati elementi green come la divisione dedicata all'efficienza energetica, lo sviluppo di servizi e impianti basati sulle energie rinnovabili, l'utilizzo di nuove tecnologie nell'ambito delle energie sia convenzionali che alternative, per garantire effetti positivi sull'ambiente e soluzioni accessibili ai clienti.

Tra le attività green, oggi parte del proprio business, non c'è solo il GPL, prodotto ecosostenibile, ma anche sistemi di ricarica per i veicoli elettrici, i nuovi impianti di GNL e GNC, i sistemi fotovoltaici e solare termico e le diverse soluzioni di efficienza energetica. Oggi il Gruppo propone offerte complete nel comparto energetico, integrando il settore tradizionale

del GPL con le forniture di energia elettrica e metano, oltre a soluzioni di efficientamento e per la mobilità sostenibile.

Il nostro impegno per la sostenibilità si concretizza anche con attività di CSR e a sostegno di progetti sociali e culturali sul territorio, in collaborazione con realtà quali FAI – Fondo Ambiente Italiano, AISM – Associazione Italiana Sclerosi Multipla e Il Porto dei piccoli. Si tratta di iniziative rivolte spesso ai giovani per l'individuazione di regole e comportamenti fondati su principi di sostenibilità che riguardano le persone e le città, quindi il rispetto per l'ambiente, l'attenzione alla scarsità delle risorse, l'utilizzo di tecnologie pulite e la promozione di comportamenti consapevoli.

L'attenzione alla sostenibilità ha portato alla recente creazione della Città dell'Energia, un luogo ideale dove le risorse energetiche sono distribuite in modo mirato e niente viene sprecato; un progetto in evoluzione in cui confluiscono tutte le attività di responsabilità sociale promosse da AGN ENERGIA, brand del Gruppo Autogas.

AGN
ENERGIA



Be Power è una High Tech Company che nasce con l'obiettivo di essere protagonista della radicale trasformazione in atto nel settore energetico facendo convergere, attraverso una gestione innovativa dei flussi digitali, le nuove attività del mercato dell'energia con il settore della mobilità elettrica. Be Power, attraverso le proprie società controllate Be Charge e 4energia, è attiva nei servizi di ricarica per veicoli elettrici, attraverso un'infrastruttura proprietaria diffusa sul territorio, e nei servizi di flessibilità alla rete elettrica nazionale aggregando risorse energetiche distribuite (produttori e consumatori di energia).

Il Gruppo lavora su nuovi segmenti di mercato e si rivolge a nuove categorie di clienti come gli utilizzatori di veicoli elettrici e i potenziali fornitori di flessibilità energetica, offrendo nuove soluzioni, con particolare attenzione ai servizi di Demand/Response. 4energia, società dedicata al trading di energia 4Energia è un player innovativo nel settore energetico che, in qualità di aggregatore di mercato, offre la possibilità ai produttori indipendenti di valorizzare al meglio la propria energia beneficiando delle opportunità presenti nei mercati. Le soluzioni contrattuali con cui 4energia si rivolge ai propri interlocutori si contraddistinguono per una spiccata flessibilità e adattabilità alle diverse esigenze. Nell'ambito della transizione energetica, 4energia mira alla crescita ed all'integrazione di ambiti finora distanti come la generazione elettrica, l'energy storage, il demand response e la mobilità elettrica, trasformando le classiche attività di Portfolio

Management ed Energy Trading svolte dalle utility tradizionali, e declinandole secondo i principi della digital automation.

Be Charge, operatore integrato per la mobilità elettrica

Be Charge è un operatore integrato per la mobilità elettrica che sta realizzando una delle maggiori e più capillari infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici in Italia.

Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di gestore e proprietario della rete di infrastruttura di ricarica (CPO – Charge Point Operator) che quello di fornitore di servizi di ricarica e mobilità elettrica che si interfaccia con gli utilizzatori di veicoli elettrici (EMSP - Electric Mobility Service Provider).

Tutte le stazioni di ricarica Be Charge sono smart ed user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobili Be Charge. Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 150 kW) o HyperCharge (superiori a 150 kW) in corrente continua. Il piano industriale di Be Charge prevede l'installazione nei prossimi anni di circa 30 mila punti di ricarica che erogheranno energia al 100% green, proveniente da fonti rinnovabili.

CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) da più di sessant'anni offre ai suoi clienti internazionali servizi nel campo dell'innovazione, dell'ingegneria, del testing e della consulenza per il settore elettrico e nell'ingegneria civile e ambientale. In particolare, attraverso la sua Divisione KEMA Labs, il Gruppo è il leader mondiale indipendente nel testing, nell'ispezione e nella certificazione di componenti elettromeccanici per il settore elettrico. CESI offre consulenza per la pianificazione e l'integrazione delle infrastrutture di rete, studi di interconnessione, analisi degli scenari di mercato e degli effetti derivanti dall'introduzione di normative, studi di penetrazione delle fonti rinnovabili, consulenze per l'introduzione di componenti e sistemi di automazione "smart", servizi e consulenze nel campo dell'ambiente, dell'ingegneria civile e degli impianti idroelettrici, servizi di prova e certificazione di componenti elettromeccanici per l'alta, media e bassa tensione rispetto a standard locali ed inter-

nazionali, servizi di asset management e di quality assurance. L'azienda, infine, è tra le poche al mondo a sviluppare e produrre celle solari avanzate (III-V triple junction GaAs) per applicazioni spaziali e terrestri (CPV).

CESI opera in più di 40 Paesi nel mondo, con una rete di più di 1.000 professionisti. I suoi principali clienti sono utility elettriche, operatori della rete di trasmissione, imprese di generazione e di distribuzione, produttori internazionali di componenti elettrici ed elettronici, investitori privati, istituzioni pubbliche (governi, pubblica amministrazione, enti locali) e autorità regolatorie. CESI inoltre lavora a stretto contatto con istituzioni finanziarie internazionali come World Bank, European Bank for Reconstruction and Development, Inter-American Bank, Asian Development Bank e Arab Fund. CESI ha sedi a Milano, Arnhem, Berlino, Mannheim, Chalfont (USA), Praga, Dubai, Rio de Janeiro, Santiago del Cile e Knoxville (USA).

CESI

Shaping a Better Energy Future



Edison è la più antica società europea nel settore dell'energia, con oltre 135 anni di storia. È attiva nella produzione e vendita di energia elettrica e nell'approvvigionamento, esplorazione e produzione di idrocarburi. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica sostenibile che comprende impianti idroelettrici, eolici, solari e impianti termoelettrici altamente efficienti e flessibili grazie alla tecnologia del ciclo combinato a gas.

Edison, inoltre, è impegnata nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento di gas per la transizione e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La società ha allo studio la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di

gas verso l'Italia e l'Europa e, attraverso le proprie controllate, ne gestisce il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio.

Ogni giorno, in 10 paesi del mondo, 5.000 persone dedicano la propria passione per soddisfare i clienti. Edison vende energia elettrica e gas naturale alle famiglie e alle imprese, fornendo alle persone soluzioni intelligenti per aumentare il comfort della vita a casa e in ufficio.

Edison propone anche soluzioni innovative e su misura per un uso efficiente delle risorse energetiche ed è attiva nel settore dei servizi ambientali.

Oggi Edison continua a crescere per costruire insieme un futuro di energia sostenibile.

EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 14 paesi. Con una potenza installata di 11,4 GW (2019), 30,4TWh generati nel 2019 e oltre 1.550 dipendenti di 34 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

Le attività di EDPR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia EDP Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.





EF Solare è il primo operatore fotovoltaico in Italia e tra i principali in Europa con oltre 1.800 MW tra impianti in esercizio ed in fase di sviluppo. Ha in portafoglio in Italia più di 300 impianti in 17 Regioni con una capacità installata di oltre 850 MW, in Spagna 9 impianti in esercizio per una potenza di oltre 100 MW.

Contribuisce a perseguire gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento energetico e sviluppo della competitività industriale attraverso l'introduzione di continue innovazioni tecnologiche.

Socio unico è F2i - Fondi Italiani per le Infrastrutture, il più grande fondo infrastrutturale attivo in Italia.

EF Solare Italia vuole essere leader tecnologico per guidare la crescita del settore solare italiano attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione e lo sviluppo di nuovi impianti.

La strategia di EF Solare Italia si sviluppa su due assi:

- Miglioramento delle performance tecnico-economiche, attraverso un nuovo modello operativo di O&M, il revamping e repowering di impianti, il presidio attivo dell'Energy Management e lo sviluppo ICT.
- Crescita del portafoglio impianti e sviluppo di nuovi business, attraverso la costruzione di nuovi impianti in Italia e all'estero, l'ingresso nei servizi di rete connessi agli asset, grazie all'applicazione dello storage, e il possibile sviluppo del modello prosumer.

Enel X è la società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo di prodotti innovativi e soluzioni digitali nei settori in cui l'energia mostra il maggior potenziale di trasformazione: abitazioni, imprese, città e mobilità elettrica. Guidata da Francesco Venturini, Enel X ha l'ambizione di assistere i propri clienti nella decarbonizzazione e nell'uso più efficiente dell'energia attraverso l'elettrificazione e la digitalizzazione. Creando nuovo valore attraverso l'offerta di nuovi prodotti e servizi. L'azienda opera in più di 20 paesi del mondo in cinque continenti, una dimensione globale che si fonde con la capacità di lavorare nei mercati locali per intercettare al meglio le esigenze dei clienti.

Attraverso una piattaforma di servizi aperta e flessibile, Enel X guida la rivoluzione energetica grazie ad una strategia di business integrata e flessibile, in grado di connettere ecosistemi urbani, distretti industriali, filiere produttive, esigenze di mobilità e singoli individui. Offre soluzioni rivolte a grandi clienti con una particolare attenzione verso servizi flessibili come consulenza, tecnologie legate all'efficienza energetica, generazione distribuita e realizzazione di soluzioni off-grid e Demand Response. Offre inoltre servizi integrati alle Pubbliche Amministrazioni e alle municipalità, e soluzioni per la connettività come l'offerta wholesale di servizi di fibra ottica. Si rivolge inoltre ai clienti residenziali con servizi come l'installazione e la manutenzione di avanzate soluzioni tecnologiche per case intelligenti, capaci di risparmiare sempre più energia e offrire maggiore benessere. Infine, nel settore della e-mobility Enel X copre tutte le tipologie di clienti con l'obiettivo di diventare

leader tecnologico nel settore per promuovere una mobilità elettrica sempre più diffusa ed efficiente, attraverso uno sviluppo capillare delle colonnine di ricarica e del Vehicle-Grid-Integration, in piena ottica smart cities.

Enel X è strutturata in sei linee di business:

- e-Industries: offre soluzioni rivolte a grandi clienti con una particolare attenzione verso servizi flessibili (servizi di consulenza, tecnologie legate all'efficienza energetica, la generazione distribuita e la realizzazione di soluzioni off-grid e il Demand Response);
- e-Mobility: copre tutte le tipologie di clienti con l'obiettivo di diventare leader tecnologico nel settore per promuovere una mobilità elettrica sempre più diffusa ed efficiente con infrastrutture di ricarica, Vehicle-to-Grid (V2G) e servizi di second life delle batterie;
- e-Home: dedicata ai clienti residenziali con servizi come l'installazione, la manutenzione di avanzate soluzioni tecnologiche per la casa; per case più intelligenti, capaci di risparmiare sempre più energia e offrire maggiore benessere;
- e-City: offre servizi integrati alle Pubbliche Amministrazioni e alle municipalità, e soluzioni per la connettività come l'offerta wholesale di servizi di fibra ottica.
- UBB: offre soluzione di connettività attraverso la fibra essendo un operatore puro di wholesale in America Latina;
- Financial services: offre soluzioni di pagamento istantanei e digitali, integrabili all'interno del portafoglio di servizi di Enel, a tutti i tipi di clienti.

enel x



Enerbrain is an innovative company that was born in 2015 to radically improve heating, cooling and ventilation of non residential buildings. Thanks to our IoT/AI scalable technology, we are able to control better the existing HVAC (Heating Cooling & Ventilation) of buildings, ensuring a minimum of 20% energy savings, improving comfort, and lower CO2 emissions, with a Payback time under 3 years. We offer our Platform to organizations that vary from a small public school, all the way to large airports, shopping malls, supermarket companies, industries, etc. helping them with the abovementioned benefits, but also with additional

monitoring, custom alerts, tools to manage large numbers of buildings, etc. This tool supports them in the digitalization. Our solution is also specifically targeted for Utilities, as they can resell our full energy saving platform, to increase their profits on Energy Performance Contracts, to better predict energy consumption in buildings, and to enable demand response. Moreover, our solution helps to reduce CO2 emissions, therefore it can receive tax benefits and incentives from many governments globally, and to help organizations to meet their sustainability targets and to work on energy transition.

Engineering è tra i principali attori della trasformazione digitale di aziende e organizzazioni pubbliche e private, con un'offerta innovativa per i principali segmenti di mercato. Il Gruppo Engineering con le sue controllate è impegnato a delineare sempre nuovi confini di applicazione delle tecnologie emergenti, lavora all'implementazione e integrazione di sistemi e alla ridefinizione dei processi con l'obiettivo di generare innovazione per aziende e Pubblica Amministrazione. Con circa 12.000 professionisti in 65 sedi distribuite in Italia, Belgio, Germania, Norvegia, Repubblica di Serbia, Spagna, Svezia, Svizzera, Argentina, Brasile e Usa, Engineering gestisce progetti in oltre 20 Paesi, affiancando i clienti nelle aree di business in cui la digitalizzazione genera i maggiori cambiamenti. La sua offerta si declina in tutti i segmenti strategici, tra cui Digital Finance, Smart Government & E-Health, Augmented Cities, Digital Industry, Smart Energy & Utilities, Digital Media & Communication. L'obiettivo del Gruppo è contribuire a cambiare il modo in cui il mondo vive e lavora, combinando infrastrutture tecnologiche organizzate in un modello unico di multicloud ibrido, capacità di interpretazione dei nuovi modelli di business, competenze specialistiche in tutte le tecnologie di ultima frontiera: Artificial Intelligence, Advanced

Data Analytics, Cyber Security, Robotics, Digital Twin, IoT, Blockchain. Engineering ha realizzato e gestisce uno dei più significativi poli di Cybersecurity in Europa, con oltre 550 specialisti e oltre 10 Petabyte di dati gestiti.

All'interno del settore Smart Energy & Utilities Engineering vanta oltre tre decenni di esperienza ed una struttura organizzativa composta da oltre 900 professionisti che lavorano con oltre 300 clienti in Italia e nel mondo; realizziamo progetti e servizi su scala globale supportando i clienti a diversificare ed innovare i propri processi, lungo l'intera filiera dell'energia, secondo i paradigmi della Trasformazione Digitale

Con importanti investimenti in R&D, Engineering svolge un ruolo di primo piano nella ricerca, coordinando progetti nazionali e internazionali grazie a un team di 450 ricercatori e data scientist e a una rete di partner scientifici e universitari in tutta Europa. Asset strategico del Gruppo è l'attenta politica di formazione del personale: dal 1999 Engineering dispone infatti di una propria struttura dedicata ad attività di formazione multidisciplinare, la Scuola di IT & Management "Enrico Della Valle", che con oltre 300 docenti certificati e centinaia di corsi, nell'ultimo anno ha erogato oltre 19.000 giornate di formazione tecnica, metodologica e di processo.





Eni è una società integrata dell'energia con oltre 30.000 dipendenti in 67 Paesi del mondo.

Come impresa integrata dell'energia, Eni punta a contribuire al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete, rapide ed economicamente sostenibili alla sfida di contrastare il cambiamento climatico favorendo l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Per giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica verso un futuro low-carbon, la compagnia ha adottato una strategia che prevede, oltre alla riduzione delle emissioni GHG dirette, lo sviluppo del business delle rinnovabili e di nuovi business improntati alla circolarità, l'impegno in ricerca

e innovazione tecnologica e un portafoglio resiliente di idrocarburi in cui il gas avrà un ruolo importante, in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Entro il 2023, Eni punta a ottenere 3GW di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili, 15GW entro il 2030 e oltre 55GW entro il 2050. Le energie rinnovabili sono una delle leve fondamentali su cui la compagnia basa la propria strategia di decarbonizzazione che prevede, entro il 2050, di ridurre dell'80% le emissioni nette Scope 1, 2 e 3 e diminuire del 55% l'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti rispetto al 2018, raggiungendo circa l'85% di componente gas nella produzione upstream. La graduale evoluzione del business permetterà di vendere il 100% di prodotti decarbonizzati.

ERG - L'evoluzione

ERG da oltre 80 anni opera nel settore dell'energia. Fondata nel 1938 e quotata alla Borsa di Milano dal 1997, ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo.

La strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica, leader nel settore delle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa (presente in Germania, Francia, Polonia, Romania, Bulgaria e presto in UK), con 1,9 GW di potenza totale installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla definitiva uscita dal settore oil a fine 2017, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività.

Un processo che nel 2015 ha portato all'acquisizione del complesso idroelettrico di Terni (16 centrali, 527 MW di potenza) e, tra il 2018 e il 2019, di impianti fotovoltaici in 9 regioni italiane per un totale di circa 141 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico in Germania, Francia, Polonia e UK (in fase realizzativa).

Completa il portafoglio di asset l'impianto termoe-

lettrico cogenerativo ad alta efficienza alimentato a gas naturale da 480 MW, localizzato in Sicilia.

Nel 2019 abbiamo superato i 3.000 MW di potenza installata in Europa; recentemente abbiamo ulteriormente incrementato la potenza installata in Francia e stiamo costruendo nuovi parchi in Polonia, Francia e Regno Unito.

Prevediamo un ulteriore sviluppo tra il 2018 e il 2022 per circa 850 MW attraverso tre differenti canali: sviluppo organico e accordi di co-sviluppo in Europa, nuove acquisizioni nei paesi target ed un significativo piano di Repowering & Reblading di parte dei nostri parchi eolici in Italia.

L'evoluzione industriale di ERG è accompagnata da un'attenta politica di sostenibilità ambientale e di responsabilità sociale: il portafoglio di attività, concentrato nel settore delle rinnovabili e dell'alta efficienza non solo è coerente con le scelte di politica energetica a livello nazionale (PNIEC) ed europeo (Accordo di Parigi-COP21, Clean Energy Package, European Green Deal), ma ha permesso di incrementare concretamente il contributo in tema di lotta ai cambiamenti climatici. Grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, nel corso del 2019 sono state evitate emissioni per 3.086 kt, con un obiettivo di raggiungere 15.000 kt nel periodo 2018-2022.





an NTT DATA Company

Everis è una multinazionale con headquarter in Spagna attiva nel Business Consulting, nella System Integration e nell'Outsourcing.

Si avvale di oltre 27.000 professionisti in 17 paesi e il fatturato globale supera il miliardo di euro. Il modello everis è ben descritto dalla frase: "Siamo persone normali che fanno cose straordinarie". I "valori everis" sono l'innovazione, l'eccellenza, la forte capacità imprenditoriale e, soprattutto, l'attenzione per le persone e per la loro crescita professionale.

Everis registra una crescita organica a due cifre dal 1996, anno della fondazione. In Italia ha un organico di quasi 1000 professionisti tra le sedi di Roma, Milano e Torino. Everis attribuisce grande valore alla responsabilità sociale: la Fondazione everis finanzia progetti di ricerca premiando ogni anno le migliori idee innovative con ricaduta sociale.

Everis fa parte della multinazionale giapponese NTTData, sesta azienda di IT nel ranking mondiale. Tutti gli uffici everis nel mondo continuano ad operare secondo il modello everis mantenendo l'esistente organizzazione con headquarter Corporate

a Madrid.

Prima di tutto crediamo nelle persone, nel loro sviluppo globale e nel talento che rappresentano. Noi di everis puntiamo in maniera decisa sul talento e il nostro principale obiettivo consiste nell'ottenere un elevato rendimento professionale creando un contesto di libertà responsabile.

Nel Settore delle Utilities riteniamo che l'esplorazione, la produzione, la distribuzione e la commercializzazione siano i fattori chiave per la gestione di risorse naturali sempre più ridotte.

La capacità di adattarsi all'esistenza di fattori esterni, come le variazioni dei prezzi del greggio, le nuove normative comunitarie, oltre all'efficacia operativa e all'innovazione tecnologica, sono fondamentali per distinguersi dalla concorrenza.

Coprire l'intera catena del valore dell'attività mediante l'instaurazione di partnership che puntino sull'innovazione nel settore aiuterà a gettare ponti che consentano di mettere a disposizione delle aziende prodotti di rottura e di qualità, in un mondo in cui il time to market e l'efficacia operativa sono fondamentali per la differenziazione tra competitor.

Evogy è un Energy Service Provider digitale, ovvero un innovativo provider di servizi «data driven» per l'energy management e il demand response. Formato da un team di esperti dell'energia e delle tecnologie digitali, Evogy fonde perfettamente le competenze necessarie per il nuovo mercato della digital energy.

Attraverso l'utilizzo delle tecnologie IoT e dell'intelligenza artificiale, tramite modelli basati su machine learning, Evogy si propone come partner per i grandi player del settore industriale e terziario, offrendo servizi volti all'ottimizzazione della gestione e dei consumi energetici.

L'obiettivo finale di Evogy è quello di realizzare un sistema di gestione intelligente (tramite elaborazione dei dati con algoritmi di machine learning), automatica e dinamica (attraverso l'utilizzo della tecnologia IoT) degli impianti energivori, ottimizzandone il funzionamento e efficientandone i consumi, fino a farli diventare impianti "attivi" cioè in grado di sfruttarne la potenza disponibile e scambiarla, in forma aggregata, direttamente con il sistema elettrico nazionale (Terna).

SIMON, LA PIATTAFORMA IOT/AI DI EVOGY

SIMON è la piattaforma integrata di Evogy per la business intelligence sull'energia.

Simon abilita il monitoraggio dei parametri ener-

getici e ambientali, il controllo, la regolazione e la gestione delle tecnologie dell'edificio e degli impianti di climatizzazione (BACS - Building Automation and Control System - e BEMS – Building Energy Management Systems – integrati in un unico sistema).

Basato su una piattaforma IoT in cloud e attraverso una suite di algoritmi di intelligenza artificiale, SIMON attua una gestione di efficientamento e ottimizzazione del comfort e delle performance energetiche dei buildings in chiave:

- Dinamica, perché fatta in tempo reale tramite telecontrollo da remoto
- efficiente, perché legata alle variazioni ambientali e operative dell'impianto
- intelligente, perché comandata da algoritmi che apprendono in autonomia il setup "ottimo"
- economicamente vantaggiosa, perché in grado in grado di far funzionare gli impianti in risposta ai segnali di prezzo provenienti dai mercati dell'energia e dei servizi
- attiva, perché in grado di sfruttare la potenza disponibile degli impianti (flessibilità) e offrire, in forma aggregata, un contributo alla regolazione dei mercati energetici, ricevendone una remunerazione per la loro disponibilità (flexibility management)

evogy



Falck
Renewables

PURE POWER TO GROW

Falck
Renewables

NEXT SOLUTIONS

Falck Renewables S.p.A., quotata al segmento STAR della Borsa Italiana, sviluppa, progetta, costruisce e gestisce impianti di produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili con una capacità installata di 1.133 MW nel Regno Unito, Italia, Stati Uniti, Spagna, Francia, Norvegia e Svezia, generati da fonti eoliche, solari, WtE e da biomasse. Il Gruppo è un player internazionale nella consulenza tecnica per l'energia rinnovabile e nella gestione di asset di terzi, attraverso la propria controllata Vector Cuatro, che fornisce i servizi a clienti per una capacità installata complessiva di circa 2.900 MW, con esperienza in oltre 40 Paesi. Il perimetro di attività del Gruppo arriva fino al settore dei servizi grazie a una divisione dedicata, Falck Renewables - Next Solutions, che opera a fianco di produttori e consumatori (Industria e Terziario, Comunità locali) per uno sviluppo energetico sostenibile, implementando sistemi di gestione della produzione e consumo di energia, efficienti, trasparenti e intelligenti. Può contare al suo interno su tre differenti aree operative, attraverso le quali offre un servizio completo e flessibile lungo tutta la filiera energetica. La prima area - Smart & Digital Solutions - offre sistemi hardware, software e servizi innovativi per la misura, il monitoraggio, la gestione e l'ottimizzazione delle prestazioni degli impianti, compreso lo sviluppo di algoritmi

per l'analisi di big data e l'analisi predittiva dei consumi, che impattano in modo significativo sul miglioramento dei processi produttivi e abilitano la partecipazione ai mercati della flessibilità. La seconda area - Energy Solutions - prevede interventi volti all'aumento della generazione distribuita e al risparmio energetico (fotovoltaico, cogenerazione, sistemi di storage, diagnosi e consulenza, efficienza in formula ESCo). Falck Renewables - Next Solutions progetta, realizza e gestisce progetti per aumentare la produzione sostenibile locale, la flessibilità e ridurre il consumo di energia (a parità di servizi finali). In questo processo si fa interamente carico dell'investimento e della responsabilità del risultato. La terza area - Energy Management - è dedicata ai servizi legati alla gestione ottimale dell'energia (contratti di fornitura a lungo termine, ritiro dell'energia prodotta, soluzioni di Portfolio management, sviluppo di soluzioni avanzate di gestione della domanda, stoccaggio e servizi di rete per gli impianti di produzione di energia), per un utilizzo più efficiente delle infrastrutture e delle risorse disponibili. Queste differenti competenze interne, unite all'affidabilità e la solidità finanziaria del Gruppo a cui appartiene, permettono a Falck Renewables - Next Solutions di distinguersi sul mercato offrendo servizi "tailor-made", sia dal punto di vista tecnologico, sia finanziario.

Fedabo SpA è una Energy Service Company (ESCO) e da 20 anni aiuta le aziende a ottimizzare costi e consumi energetici facendo risparmiare loro fino a 25 milioni di € in un anno.

Il suo team è composto da 40 specialisti: ingegneri, tecnici finanziari, esperti di efficientamento che affiancano le imprese in ogni necessità in ambito energia elettrica e gas.

I servizi sono articolati in quattro aree:

1. Area Gestionale (per ridurre i costi). Ogni azienda può ridurre i costi di energia elettrica e gas e migliorare la redditività grazie ad un'assistenza tecnico-finanziaria personalizzata. Fedabo è stata tra le prime ESCo in Italia ad offrire il Portfolio Management, una modalità innovativa per gestire i contratti e il rischio di forte volatilità dei mercati.
2. Area Tecnica (per ridurre i consumi). Fedabo è certificata UNI CEI 1135 (la norma che disciplina le Energy Service Company) e ha completato più di 450 audit energetici. Il team aiuta le imprese a verificare la fattibilità tecnica e finanziaria degli interventi di efficientamento e le accompagna nell'iter per la certificazione ISO 50001 e l'ottenimento dei Titoli di Efficienza Energetica.
3. Area Sostenibilità (per ridurre l'impatto ambien-

tale). Fedabo aiuta le imprese a ridurre le emissioni e ad aumentare la sostenibilità ambientale, organizzativa e di prodotto, con servizi come: certificazione di Carbon Footprint, Water Footprint, ISO 14001, ecc.

4. Fedabo Academy (per accrescere le competenze). Corsi e webinar forniscono agli energy manager e alle aziende strumenti e metodi per gestire energia e sostenibilità. Fedabo è anche centro esami per certificare i nuovi Esperti in Gestione dell'Energia.

I nostri risultati in cifre:

- +400 imprese seguite, 99,2% delle quali fedeli
- + 40 professionisti dell'efficienza energetica
- 700 Milioni di mc di gas gestiti ogni anno
- 4.000 GWh di energia elettrica gestiti ogni anno
- + 450 Audit Energetici svolti
- + 70 siti portati a certificazione ISO 50001
- + 220.000 TEE gestiti per conto dei propri clienti
- + 80 corsi di formazione erogati ogni anno

Fedabo è un consulente indipendente, non un broker e negozia con i fornitori per ottenere le migliori tariffe in modo trasparente, senza alcuna provvigione.





The new pan-European renewable energy platform Galileo Green Energy has been launched at the beginning of 2020 with the backing of 4 institutional long-term investors operating at the global level.

Galileo Green Energy is created with an industrial view on the future of the energy sector. We are convinced that the combination of four key competences will make the difference when renewables are at the center of a new power supply system: development of competitive projects, sale of electricity to final consumers, professional energy management and innovative project financing. Our growing team covers these competences in a complementary manner and leverages on the track records of its members in the international energy and renewables industry.

We are a culturally diverse team of energy experts who aim to drive innovation and make a direct and measurable contribution to the development of our

industry, increase the energy-driven competitiveness of the European economy and help the safeguarding of our environment.

With renewable power becoming ever more competitive in the energy mix of any country, the design and implementation of market-driven supply solutions, tailor-made for wholesale markets as well as for final energy consumers, is the key to unlock the full potential of green energy. We aim to integrate competitive green energy and storage projects with suitable energy supply solutions for a large variety of consumers.

The development opportunity in Europe is very significant as some 500GW of new renewable power generation projects are foreseen to be realized until 2030. Galileo Green Energy is set to make a quality contribution to this objective and promote digitally optimized green energy solutions to final consumers across the continent.

Higeco Energy S.r.l. è un'azienda parte del gruppo Higeco Group con esperienza decennale nell'ambito del monitoraggio e del telecontrollo nel settore industriale. Dal 2008 progetta e realizza hardware e software che vengono utilizzati in tutto il mondo per raccogliere e consultare da remoto i dati acquisiti negli ambiti più diversi: dalle rinnovabili, all'automazione industriale, alla gestione energetica.

Higeco Energy nasce per mettere questa grande competenza al servizio delle aziende che cercano strumenti e servizi altamente specializzati per l'energy management e la gestione delle soluzioni microgrid e smartgrid.

Vogliamo essere un'azienda leader nel trasformare l'inefficienza nel consumo di energia in un'opportunità di guadagno per le aziende e guida nella transizione da "altamente energivoro" ad "altamente efficiente" fornendo una sempre crescente gamma di servizi a sostegno di un futuro ambientalmente compatibile.

L'azienda opera a livello internazionale fornendo le proprie soluzioni direttamente ai clienti o alle società che gestiscono per loro conto le forniture energetiche integrando il rilevamento di consumi sia elettrici sia di altri vettori come acqua, aria compressa, gas integrandole con dati provenienti dalle macchine di produzione presenti in campo e aggregando queste informazioni nella piattaforma

in cloud di energy management X-Spector.

X-Spector si presenta come un vero e proprio software gestionale altamente personalizzabile.

La struttura modulare a plug-in è pensata per integrare in unico strumento le funzioni di monitoraggio, analisi dati, reportistica avanzata, gestione delle operazioni di manutenzione preventiva e correttiva, inventario, documenti e protocollo, alert e indicazioni di performance rispetto ai KPI desiderati.

In ambito gestione dell'energia Higeco Energy propone un potente e flessibile sistema EMS (Energy Management System), in grado di monitorare e controllare automaticamente, tramite Control Policies configurabili, i flussi di energia in una microgrid (Impianto PV, Batteria, Generatore Diesel, Rete, Carichi Industriali.).

Come sviluppo dell' EMS (Energy Management System) Higeco Energy ha sviluppato le nuove piattaforme e relativi Kit tecnologici sia per le CER (Comunità energetiche rinnovabili) - www.comunita-energetiche-rinnovabili.it che per la flessibilità energetica in ambito UVAM.

Ci configuriamo, quindi, come il partner ideale per tutti i progetti che richiedono sia l'utilizzo di dispositivi hardware ad alte prestazioni per il monitoraggio e il controllo di impianti, sia la disponibilità di una piattaforma integrata cloud-based per la gestione dei dati e delle attività operative.

Higeco Energy



MAPS
SHARING KNOWLEDGE

Fondata nel 2002, MAPS S.p.A. è una PMI Innovativa attiva nel settore della digital transformation. Con sede a Parma e 180 dipendenti, produce e distribuisce software per l'analisi dei big data che consentono alle aziende clienti di gestire e analizzare grandi quantità di dati e di informazioni, aiutandole nell'assunzione delle proprie decisioni strategiche e operative e nella definizione di nuovi modelli di business.

Con oltre 240 Clienti altamente fidelizzati, Maps opera nel settore Energy & Utilities contribuendo alla transizione energetica con avanzate competenze tecnologiche e di data science. L'azienda si posiziona come player emergente nel settore delle soluzioni digitali per la Green Economy e le smart grid, avendo sviluppato, in collaborazione con Enel, una soluzione cloud proprietaria per la gestione smart dell'energia: ROSE Intelligent Energy Management System.

Nata nel 2014, nell'ambito dell'Associazione Genova Smart City, ROSE (acronimo di Realtime Operational Smartgrid for Europe) è utilizzato nella Smart Polygeneration Microgrid del Campus di Savona dell'Università di Genova, scelto da Enel come Living Lab.

In ambito Flessibilità, la soluzione è utilizzata per ottimizzare, aggregare e pianificare le risorse energetiche nell'ottica di offrire flessibilità alla rete elettrica e migliorarne la stabilità. ROSE può svolgere il ruolo di DERMS gestendo e ottimizzando la presenza di DERs

sulla rete di distribuzione.

Il modulo Efficienza è adottato, invece, per gestire Microgrid, Smart Bulding, siti industriali e commerciali sottoposti ad interventi di efficienza energetica. Ottimizza le prestazioni di impianti di produzione di energia rinnovabile, attraverso modelli previsionali, che aiutano a bilanciare domanda e produzione fino ad arrivare a gestire la parte termica e di comfort degli ambienti.

Per la gestione delle Comunità di Energia Rinnovabile, ROSE ottimizza la produzione degli impianti e il consumo dei partecipanti per raggiungere il massimo autoconsumo collettivo. Con l'integrazione di nuove funzioni di Customer Engagement è una All-in-One Platform capace di combinare dati comportamentali di consumo e di produzione con funzioni di clustering automatico per profilare e coinvolgere in modo personalizzato i partecipanti e ottimizzare il bilanciamento delle comunità.

Il modulo di Manutenzione Predittiva completa l'offerta abilitando una gestione più efficiente dell'infrastrutture di distribuzione e produzione migliorando la capacità di intervento e prevenendo guasti e disservizi.

Il Gruppo, quotato su AIM di Borsa Italiana S.p.A., ha chiuso il 2019 con un valore della produzione consolidato pari a Euro 18,6 milioni.

MCE – Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza energetica e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

Ideata nel 1960 come prima mostra specializzata in Italia, MCE è da oltre 50 anni leader di settore grazie alle comprovate capacità di seguire l'evoluzione dei mercati di riferimento creando momenti di incontro, confronto e dibattito tecnico, culturale e politico.

Un ruolo leader e di indirizzo testimoniato anche dai numeri dell'ultima edizione nel 2018: in scena 2.388 aziende, in rappresentanza di 54 paesi, 162.165 i visitatori professionali dei quali 41.351 esteri, provenienti da 142 paesi. Una presenza internazionale che continua a crescere, edizione dopo edizione, a testimonianza della valenza di MCE quale luogo privilegiato per nuove opportunità di business, un palcoscenico per visitatori ed espositori dove presentare know-how e sviluppare mercato.

La prossima edizione della manifestazione si svolgerà in Fiera Milano dall'8 all'11 marzo 2022. Nell'ambito di MCE, That's Smart è da sempre l'area più innovativa legata all'impiantistica evoluta, dove il mondo digitale e quello elettrico incontrano la progettazione idrotermosanitaria all'insegna del comfort, dell'efficienza energetica e del rispetto

dell'ambiente. All'interno dell'ampia vetrina espositiva di That's Smart, l'edizione 2022 presenterà un nuovo spazio interamente dedicato alla filiera della mobilità elettrica che troverà in MCE un nuovo palcoscenico per lo sviluppo del business in qualità di driver integrato tra le componenti necessarie per la trasformazione tecnologica ed efficiente dell'edificio. Nel frattempo, al fine di fornire una piattaforma di business adeguata al settore, MCE lancia un'Edizione Speciale che si terrà l'8 e 9 aprile 2021 al MiCo di Milano, in forma sia fisica sia digitale, grazie ad una piattaforma performante che garantirà gli abituali standard di internazionalità.

MCE è organizzata da Reed Exhibitions, azienda leader a livello mondiale nel settore degli eventi, capace di coniugare occasioni di incontro face to face con dati e strumenti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari. Reed Exhibitions gestisce oltre 500 eventi in almeno 30 paesi, al servizio di 43 settori industriali e con più di 7 milioni di partecipanti. Eventi organizzati da una rete di 35 uffici nel mondo che, attraverso le grandi competenze nel settore, la disponibilità di dati e di tecnologie, consentono ai propri clienti di generare miliardi di dollari di ricavi, utili per lo sviluppo economico dei mercati locali e delle economie nazionali di tutto il mondo. Reed Exhibitions fa parte di RELX Group plc, leader mondiale nella fornitura di soluzioni e servizi per clienti professionali in numerosi comparti di business.





RWE Renewables Italia is among the top leaders in the energy sector operating 15 onshore wind farms with a capacity of approximately 440 megawatts and a strong development pipeline. The sites are located for example in the south of Italy, Sardinia, Sicily and Tuscany and meet the energy consumption of over 370.000 Italian families with renewable energy, saving the emission of about 500.000 tons of CO2 per year. RWE has a team of over 100 people in Italy fully integrated along the value chain from origination of projects to engineering, construction, self-perform operations to commercialization. Italy represents one of the focus countries for RWE to expanding the production of renewable energies and contributing to the climate targets of the country. RWE Renewables is the newest subsidiary of the

RWE Group, one of the world's leading companies for renewable energies. The company has a capacity of about 10 gigawatts based on renewables including hydropower and biomass as well as an efficient gas fleet and an internationally active energy trading business. RWE wants to expand its position by investing in onshore and offshore wind power, photovoltaics and storage technologies. By the end of 2022, RWE targets to invest €5 billion net in renewable energy and to grow its renewables portfolio to 13 gigawatts of net capacity. As a driver of the energy transition, the company is also focusing on innovative projects such as floating offshore and the production and use of hydrogen. The company employs around 20,000 people worldwide. RWE has a clear target: carbon neutrality by 2040.

Siram Veolia, sostenibilità e ottimizzazione delle risorse ambientali

Siram Veolia è un gruppo solido e innovativo che offre soluzioni sostenibili per la gestione e l'ottimizzazione delle risorse ambientali, accompagnando Enti Pubblici e Imprese nella transizione verso un'economia circolare. Primo operatore in Italia nei servizi di efficienza energetica, attraverso un'offerta complementare e sinergica, il gruppo oggi integra anche la gestione del ciclo integrato delle acque e dei rifiuti speciali.

Siram, presente in Italia da oltre 100 anni, opera su 130 presidi con un team di 3.000 professionisti. Dal 2014 appartiene al 100% al Gruppo internazionale Veolia, leader mondiale nella gestione ottimizzata delle risorse ambientali (178.780 collaboratori). La valorizzazione delle risorse territoriali e il respiro internazionale ne costituiscono i cardini fondamentali. Il Gruppo sviluppa soluzioni tecnologiche all'avanguardia sia attraverso azioni di scouting tecnologico locale, partnership con Università e Istituti di ricerca, sia collaborando con un network internazionale di risorse provenienti dalle diverse aree di eccellenza del Gruppo Veolia nel mondo. Una delle punte di eccellenza è Hubgrade, il centro di monitoraggio intelligente dove gli esperti del gruppo ridisegnano insieme ai clienti la strategia di efficienza delle risorse. Grazie ad Hubgrade vengono gestiti e analizzati in tempo reale i dati riguardanti tutti i vettori energe-

tici, ma anche acqua e rifiuti, di edifici e processi industriali; si tratta quindi di una soluzione perfetta per il mercato terziario, della pubblica amministrazione e dell'industria. Il team costituito da analisti, esperti di energia e system integrator, grazie agli smart meter e software di business intelligence & analytics, agisce in modo rapido e mirato, garantendo un miglioramento della performance.

I 4 Smart Monitoring Center gestiti da Siram sul territorio italiano ad oggi sono connessi ad oltre 1.200 siti per un totale di 7.600 misure rilevate in real-time. Avere consapevolezza dei propri consumi e razionalizzarli, è il primo passo di un percorso efficiente e sostenibile.

Nell'ultimo anno il Gruppo Siram ha gestito 2.900 MW di potenza termica calda e le attività di Energy management hanno permesso la riduzione di emissioni di anidride carbonica di oltre 99.000 t eq CO₂; inoltre ha gestito oltre 400 impianti di depurazione che hanno servito circa 3 milioni di abitanti; infine ha raccolto, movimentato e smaltito 1.600 ton di rifiuti speciali ospedalieri e 138.000 ton di rifiuti liquidi trattati. Attraverso un impegno costante in tale direzione, il Gruppo intende confermare e sviluppare il suo ruolo di risorsa per il Paese, rispettando e valorizzando le risorse del territorio in cui opera.

La nostra mission è trasformare la complessità in semplicità grazie a Persone e Innovazione!

www.siram.it





Snam è una delle principali società di infrastrutture energetiche al mondo nonché una delle maggiori aziende quotate italiane per capitalizzazione. Grazie a una rete sostenibile e tecnologicamente avanzata garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti, abilita la transizione energetica e favorisce lo sviluppo dei territori. Oltre che in Italia opera, attraverso le proprie consociate internazionali, in Albania (AGSCo), Austria (TAG, GCA), Cina (Snam Gas & Energy Services Beijing), Emirati Arabi Uniti (ADNOC Gas Pipelines), Francia (Teréga), Grecia (DESFA) e Regno Unito (Interconnector UK). Snam è inoltre uno dei principali azionisti di TAP (Trans Adriatic Pipeline), il tratto finale del Corridoio Sud dell'energia.

Prima in Europa per estensione della rete di trasmissione (oltre 41.000 km comprese le attività internazionali) e capacità di stoccaggio di gas naturale (circa 20 miliardi di metri cubi, comprese le attività internazionali), la società è anche tra i principali operatori continentali nella rigassificazione, attraverso il terminale di Panigaglia e le quote negli impianti di Livorno (OLT) e Rovigo (Adriatic LNG) in Italia e di Revithoussa (DESFA) in Grecia,

per una capacità di rigassificazione complessiva pro quota di circa 8,5 miliardi di metri cubi annui. Nell'ambito di un piano da 6,5 miliardi di euro al 2023, Snam investe 1,4 miliardi nel progetto SnamTec (Tomorrow's Energy Company) per ridurre l'impatto ambientale delle proprie attività attraverso l'innovazione (con obiettivi di riduzione del 40% delle emissioni di metano al 2025 e delle emissioni dirette e indirette di CO2 equivalenti al 2030) e contribuire alla decarbonizzazione del sistema tramite i suoi nuovi business nella transizione energetica: mobilità sostenibile (distributori di gas naturale compresso – CNG e bio-CNG – e liquefatto – LNG e bio-LNG, Small-scale LNG), infrastrutture di biometano da rifiuti organici e scarti agricoli e agro-industriali, servizi di efficienza energetica per condomini, pubblica amministrazione e industria, idrogeno. Snam è stata la prima azienda europea a sperimentare l'immissione di idrogeno miscelato a gas naturale nella propria rete. Il modello di business dell'azienda si basa sulla crescita sostenibile, la trasparenza, la valorizzazione dei talenti e delle diversità, la tutela e lo sviluppo sociale dei territori tramite la Fondazione Snam.

Terna S.p.A. è uno dei principali operatori europei di reti per la trasmissione dell'energia elettrica con oltre 74.400 km di linee gestite in Italia. Quotata in borsa dal 2004, Terna ricopre un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano in quanto, in attuazione del Decreto Legislativo 79/99 e del DM 15/12/2010, è proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale in alta ed altissima tensione (RTN) e svolge il servizio pubblico per la trasmissione e il dispacciamento, ovvero la gestione in sicurezza dei flussi di energia sulla rete.

La posizione unica di Terna nel panorama italiano permette una visione di lungo periodo dei sistemi energetici, consentendo al Gruppo di ricoprire un ruolo strategico e di guidare la transizione energetica verso modalità di produzione più efficienti ed eco-compatibili. Il mondo dell'energia sta infatti vivendo un profondo cambiamento. La continua crescita delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili e, allo stesso tempo, la progressiva dismissione degli impianti di generazione tradizionali ci mettono davanti a nuove sfide e nuove opportunità, stimolandoci a sviluppare soluzioni innovative ad alta tecnologia e a modernizzare la rete per permettere la connessione tra molteplici produttori e consumatori.

Terna gestisce le proprie attività tenendo sempre in considerazione le loro possibili ricadute economi-

che, sociali ed ambientali e lavora costantemente per creare, mantenere e consolidare un rapporto di dialogo e di reciproca fiducia con tutti i suoi stakeholder, nell'intento di allineare gli interessi strategici di sviluppo con le esigenze della collettività e coniugando eccellenza nel business e sostenibilità.

Forte delle competenze e dell'esperienza acquisite nella gestione della rete italiana e della sua esperienza nella progettazione e realizzazione di sistemi ICT complessi, il Gruppo è pronto a cogliere nuove opportunità di business, offrendo servizi di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC), esercizio e manutenzione (O&M), telecomunicazioni (TLC) e servizi digital. All'interno del Gruppo, Terna Energy Solutions s.r.l. è la società che si occupa delle attività non regolate dall'autorità competente sia con la finalità di creare valore per gli stakeholder, attraverso la valorizzazione del proprio know-how e lo sviluppo di tecnologie innovative, sia con l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica ed abilitare nuovi sistemi per la gestione efficiente del Sistema Elettrico Nazionale, coniugando il miglioramento dei risultati economici aziendali con la sostenibilità nel tempo degli stessi. Inoltre, a partire dal 2018, con l'acquisizione di Avvenia, società leader nel settore dell'efficienza energetica, Terna arricchisce l'offerta di soluzioni energetiche integrate e si propone come Energy Solution Provider.





VeSTA si occupa dal 2007 di consulenza tecnico-amministrativa, progettazione, realizzazione di impianti di generazione da FER ed implementazione di progetti di efficientamento energetico nelle PMI; ha due sedi operative nelle città di Ancona e di Milano. Grazie all'interdisciplinarietà delle competenze del suo staff di ingegneri la società fornisce soluzioni innovative, caratterizzate dall'originalità dei modelli di business, dalla certezza di corretta applicazione delle norme fiscali ed amministrative e dal rigoroso rispetto degli adempimenti necessari al conseguimento degli incentivi pubblici.

Grazie alla collaborazione con alcuni partner finanziatori e ad una rete selezionata di imprese installatrici, VeSTA propone a PMI ed enti locali la realizzazione di impianti fotovoltaici e di microgenerazione con costi di realizzazione e di gestione a proprio carico; la remunerazione dell'investimento avviene mediante il pagamento da parte del cliente del prezzo dell'energia non prelevata dalla rete, che viene mantenuto fisso ed invariabile per un periodo contrattuale variabile tra i 7 ed i 15 anni.

Inoltre nel dicembre 2018 la società ha avviato la costituzione di una piccola comunità energetica locale,

partecipata dai titolari di unità immobiliari residenziali; la società offre ai membri della comunità impianti fotovoltaici con accumulo.

Le prospettive offerte dall'evoluzione dei mercati della flessibilità ha portato VeSTA a proporre ai clienti business una nuova forma contrattuale, che consente l'installazione di sistemi di accumulo anche successivamente alla iniziale realizzazione degli impianti di generazione, con investimento a carico della società e logiche di profit sharing con il cliente sulla maggiore marginalità conseguibile.

L'obiettivo di medio periodo della società è diventare asset-owner di un aggregato significativo per numero di partecipanti e potenza complessiva, per avviare collaborazioni con BSP in grado di massimizzare la redditività degli investimenti effettuati.

Copyright 2015 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale
Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: Ntounas Stefano
Stampa: Tipografia Galli & C. s.r.l.
ISBN: 978 88 6493 057 2

Partner



Shaping a Better Energy Future



For an intelligent use of energy



evolving energies



an NTT DATA Company





PURE POWER TO GROW



NEXT SOLUTIONS



L'ENERGIA RESTA BENE



Higeco Energy



MAPS
MAGAZINE ASSOCIATED PUBLISHERS



mle
mostre convegno
esposizioni



Con il patrocinio di



ENEA
Ente Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente



STAMPATO SU
CARTA RICICLATA

ISBN: 978 88 6493 057 2