

EXECUTIVE SUMMARY

Il mercato elettrico è un sistema particolarmente complesso, sia per l'estrema diffusione e varietà "ingegneristica" delle infrastrutture e dei sotto-sistemi che lo compongono, sia per la presenza di un sistema regolatorio molto delicato, giacché deve mantenere gli equilibri tra fonti e impieghi di uno dei beni più preziosi, l'energia.

Ciò nonostante è un sistema in continua evoluzione e dove sia le configurazioni "fisiche", sia – soprattutto – quelle "virtuali" di aggregazione di infrastrutture e sotto-sistemi hanno subito, e soprattutto saranno destinate a subire, profondi cambiamenti.

A comprendere meglio come funzionano e che ritorni economici potenziali abbiano queste nuove configurazioni è dedicata in larga misura questa seconda edizione dell'*Electricity Market Report*.

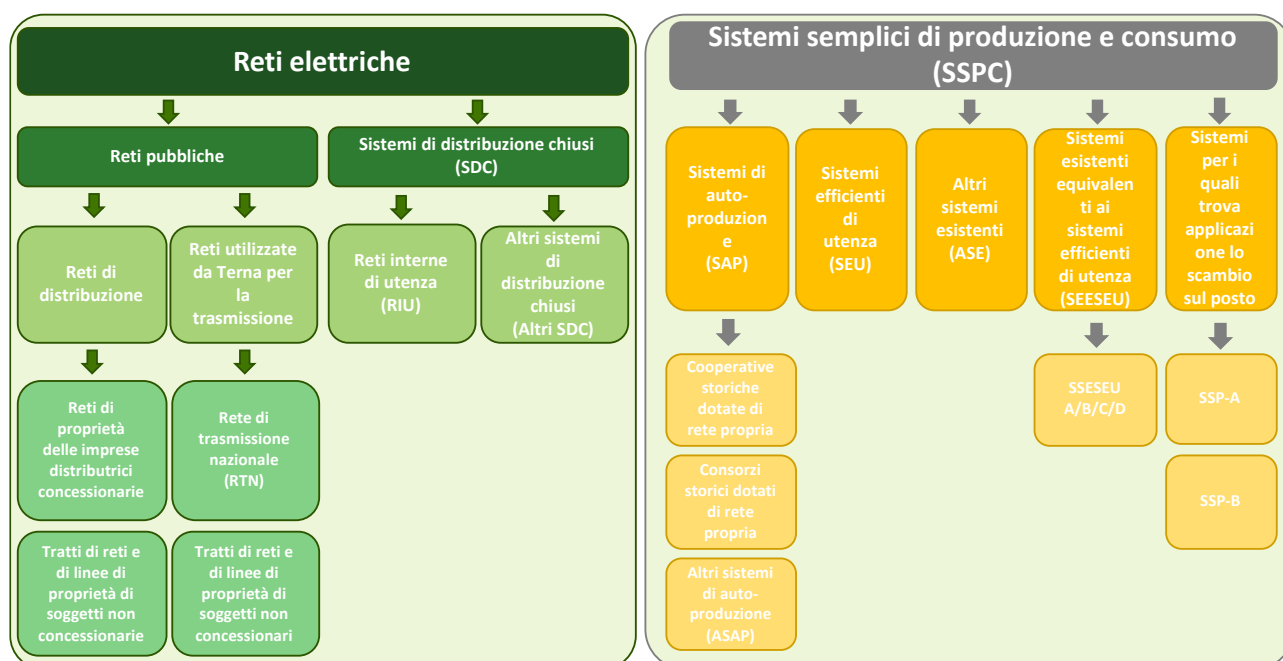
Le configurazioni "fisiche" del mercato elettrico in Italia

Negli ultimi anni, in seguito ai diversi provvedimenti legislativi e ai provvedimenti dell'autorità, il **quadro definitorio** in materia di **configurazioni «fisiche»** è stato ripetutamente **modificato e rinnovato**.

Il quadro normativo oggi vigente è descritto dalle seguenti delibere:

- **578/2013/R/eel**: 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).
- **539/2015/R/eel**: che definisce la regolazione dei **servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita** nel caso di Sistemi di Distribuzione Chiusi.

La "mappa" delle possibili configurazioni è riportata nella figura seguente.



All'interno del Rapporto ciascuna delle opzioni qui rappresentate è descritta in dettaglio. Rimandando quindi al testo esteso per gli approfondimenti è qui possibile delineare per macro-tipologia le caratteristiche salienti delle diverse opzioni a disposizione.

Le reti elettriche sono definite come sistemi elettrici a configurazione complessa che non possono essere ricondotti ad uno schema semplificato in cui ci sia un **unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica** responsabile della gestione degli impianti di produzione e un unico cliente finale. Pertanto tali sistemi sono riconducibili **ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.**

Il **sistema di distribuzione chiuso (SDC)** è una **rete elettrica privata che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi**, geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili, fanno eccezione i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione o legati a quest'ultimo da un vincolo simile. Il **SDC** è caratterizzato dal fatto che **le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati**, oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. **Ad oggi, in Italia sono censiti, in tutto 111 configurazioni** di Sistemi di Distribuzione Chiusi, localizzati soprattutto nelle regioni del Nord Italia. In particolare la Lombardia è la regione nella quale è presente il maggior numero di sistemi classificabili come SDC.

All'interno dei **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, il **Sistema Efficiente di Utenza (SEU)**, dal 2 febbraio 2016 è definito come **un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili** ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, **sono direttamente connessi**, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, **all'unità di consumo di un solo cliente finale** (persona fisica o giuridica) **e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente** e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

Le configurazioni “virtuali” del mercato elettrico in Italia ed i Progetti Pilota in corso

Il nuovo paradigma del mercato elettrico si lega al **crescente utilizzo della generazione distribuita**, sia in termini di capacità di offerta al mercato sia in termini di flessibilità offerta agli operatori della rete per il suo continuo bilanciamento. Nuovi concetti, come la “flessibilità” o lo “active demand response”, e **nuovi player** del mercato elettrico come gli “**aggregatori**” o “**balancing service provider (BSP)**”, emergono come protagonisti nei più recenti modelli di business verso cui sta migrando la frontiera competitiva.

Recentemente anche l'Italia, mediante l'introduzione della **delibera 300/2017** da parte dell'ARERA, **ha avviato con Terna una serie di progetti pilota** per permettere anche alla generazione distribuita **la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).**

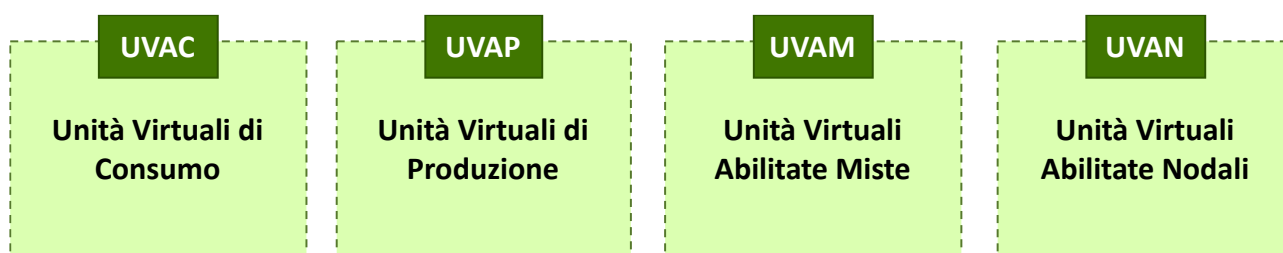
Sono state quindi introdotte le **Unità Virtuali Abilitate (UVA)** e la **nuova figura nodale dell'aggregatore** in qualità di abilitatore della partecipazione delle unità non rilevanti al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento – è opportuno ricordare – è sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della Riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità

abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria.

Gli aggregatori, ossia i fornitori di servizi che su richiesta accorpano una pluralità di unità di consumo o una pluralità di unità di produzione e di consumo per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia, **possono permettere ai clienti finali di modulare i propri carichi elettrici e in questo modo di partecipare al mercato di dispacciamento**. Aggregando unità di produzione o di consumo, infatti, si riescono a movimentare volumi sufficienti per poter **partecipare al MSD**.

Sono quattro – rappresentate in figura – le possibili configurazioni “virtuali” nel nostro mercato elettrico.



Le **UVAC** sono caratterizzate dalla presenza di **sole unità di consumo (UC)**, dove per unità di consumo si intende l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Ogni unità di consumo è connessa alla rete pubblica in un unico punto, e ad ogni unità di consumo deve essere necessariamente associato, un solo contratto di trasporto in prelievo.

Il progetto pilota per questa tipologia di aggregatore è stato approvato con la Delibera 372/2017 trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 23 maggio 2017.

Fino a Settembre 2018, sono stati **abilitati 516 MW di UVAC** e sono stati **contrattualizzati a termine 288 MW per l'intero periodo Giugno 2018 - Settembre 2018**. Di questi **400 MW**, ci sono circa **100 MW di solo consumo, che va a delineare sempre più una certa apertura verso il Demand-Side**.

Da Giugno 2017 ad Aprile 2018 sono stati **movimentati complessivamente circa 700 MWh**, di cui circa **¾ dell'energia richiesta sono stati correttamente forniti**, in termini di riduzione di consumo o di immissione da parte degli impianti misti.

Analizzando i risultati delle UVAC e considerando il parere degli operatori di mercato si può affermare che **il progetto pilota abbia avuto un inizio graduale, con percentuale di assegnazione che nel periodo 19 Giugno 2017 - 30 Settembre 2017 si aggirava intorno all'1%** mentre nello stesso periodo dell'anno successivo (18 Giugno 2018 - 30 Settembre 2018) **raggiunge il 35,8%**. Nella media comunque la capacità assegnata per UVAC è **piuttosto ridotta ed è inferiore al 10% della capacità disponibile**.

Considerando gli operatori che hanno effettivamente partecipato alle UVAC e che hanno avuto almeno 1 MW di capacità assegnata vediamo una **predominanza di Utility e Trader**, a discapito di altri operatori del mercato quali le imprese. **Il risultato non stupisce dal momento che i Trader e le Utility sono coloro che hanno maggior dimestichezza con gli utenti del mercato** mentre le imprese vedono ancora il progetto pilota come un argomento «enigmatico» e di difficile comprensione.

Le **UVAP** sono caratterizzate dalla presenza di **sole unità di produzione (UP)** non rilevanti, inclusi i sistemi di accumulo. Le UP rilevanti sono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti sono classificate come non rilevanti. Le UP rilevanti devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle medesime unità nei sistemi di controllo del Gestore della rete.

Il progetto pilota per questa tipologia di aggregatore è stato approvato con Delibera 583/2017.

Il progetto pilota UVAP è ufficialmente iniziato a **Novembre 2017** e ad oggi si hanno circa **100 MW** già **abilitati**. In questo caso, si è avuto un quantitativo più limitato di unità abilitate perché si è optato per **non mettere in campo la contrattualizzazione a termine** ed offrire una sorta di «push» iniziale. Anche in questo caso sono stati **movimentati** circa **700 MWh nel periodo Novembre 2017 – Aprile 2018**, con un'affidabilità pari ad oltre il **75%**.

Fotovoltaico ed eolico non sono risultati tra i partecipanti alle UVAP, perché in assenza di prezzi negativi, se **l'impianto fotovoltaico/eolico è incentivato, non è conveniente offrire**. Inoltre con fotovoltaico ed eolico si fanno, generalmente **offerte a scendere, non a salire (a meno di una futura presenza di sistemi di storage)**.

Le **UVAM** sono caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, “stand alone” o abbinati a UP non rilevanti e/o a unità di consumo, sia di unità di consumo, incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità, con esclusivo riferimento a carichi elettricamente distinti da quelli impegnati per il servizio di interrompibilità istantanea e misurabili separatamente, ancorché indirettamente. È consentita anche l'aggregazione di POD che sottendono UP rilevanti (non già oggetto di abilitazione obbligatoria al MSD) fermo restando che tali UP condividano il punto di connessione alla rete con almeno un'unità di consumo diversa dai servizi ausiliari d'impianto.

Il progetto pilota per questa tipologia di aggregatore è stato approvato con Delibera 422/2018, trasmessa da Terna all'Autorità con lettera del 1 agosto 2018. Si presuppone che il progetto pilota possa effettivamente **essere operativo verso gli ultimi mesi del 2018 e i primi mesi del 2019**.

Con l'abilitazione delle UVAM, **UVAC e UVAP moriranno** come progetti ed andranno a **confluire nelle UVAM** stesse, come sotto casi.

Le **UVAN** sono caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale. Per questa tipologia di aggregatore non vi sono ancora progetti in corso.

Uno sguardo più ampio: i progetti di sviluppo a livello globale

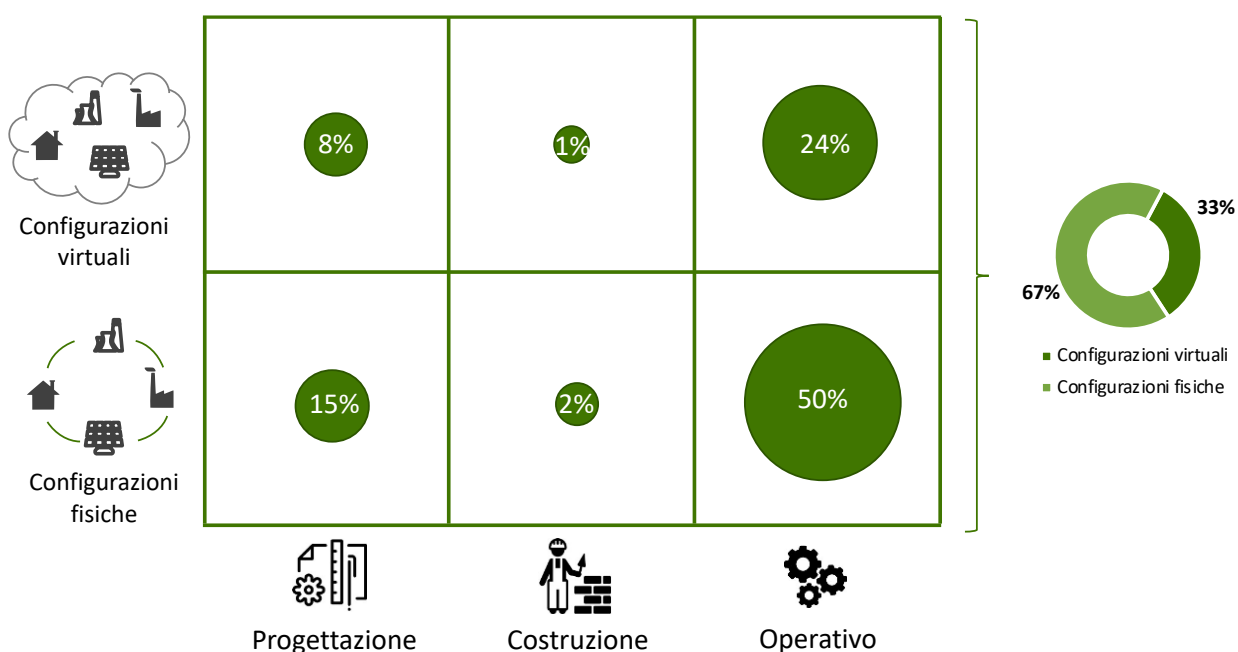
Se è vero quindi che **il quadro sui progetti pilota italiani mostra i primi timidi tentativi di applicazione di configurazioni virtuali** nel nostro Paese, **anche a livello globale la diffusione di queste configurazioni è da considerarsi ancora a livello embrionale**.

Infatti, **sono solo 197 i progetti a livello globale** che, seppur con caratteristiche leggermente diverse dalle attuali configurazioni italiane, **possono essere classificati come progetti di configurazioni elettriche fisiche**, in particolare micro-reti, e «**virtuali**».

Più della metà dei progetti sono ubicati in **America (50,8%)**, seguiti da **Asia (23,4%)**, **Africa (10,7%)**, **Europa (7,6%)** e per ultima **l'Australia (6,6%)** con 13 progetti in atto. Sono presenti, inoltre, a dare ancora di più il quadro sul carattere di sperimentazione che ancora caratterizza queste configurazioni, anche due progetti in **Antartide (1,0%)**.

Dei 197 progetti di configurazioni elettriche fisiche e «virtuali», **il 74%**, quindi **146 progetti sono già attivi** mentre il restante **26%** si suddivide tra la fase iniziale di **Progettazione (23%)**, comprendente Ricerca e Sviluppo e studio di fattibilità, e infine **Costruzione (3%)**.

Inoltre è interessante notare come **due terzi dei progetti nel mondo siano riconducibili alle configurazioni fisiche**. Nonostante ciò esistono ben **47 progetti già operativi di configurazioni virtuali**, rappresentante **il 24% del campione**.



Il 61% dei progetti è alimentato sia da energie rinnovabili sia da fonti tradizionali, mentre **il 34% dei progetti alimenta la rete solamente con energie rinnovabili**. I **pannelli fotovoltaici** sono la tecnologia che viene maggiormente utilizzata per le configurazioni analizzate (**63%**), seguita da **eolico (31%)**, **idroelettrico (5%)** ed infine **biomassa (1%)**.

Il 56% dei progetti, inoltre, a supporto degli impianti, ha installato anche sistemi di accumulo.

Il modello Energy & Strategy di valutazione economica delle nuove configurazioni elettriche in Italia

Una delle ragioni, al di là della evoluzione del sistema regolatorio, per cui i modelli di configurazione elettrica soprattutto virtuali non sono ancora diffusi – e come appena visto non solo in Italia – è indubbiamente da ricercarsi nella sostenibilità economica.

Con l'obiettivo di investigare più nel dettaglio questo tema si è costruito – **con assunzioni basate sulle informazioni raccolte ed elaborate durante la ricerca da Energy & Strategy** – un **modello teorico di valutazione della convenienza economica per l'utente energetico** (opportunamente

aggregato in community) e per l'eventuale «gestore» (virtuale o reale, esistente o costituito *ad hoc*) della community stessa.

Il modello teorico di valutazione è poi stato applicato ad una **serie di casi di studio rappresentativi delle possibili configurazioni applicabili ai comparti residenziale, commerciale ed industriale, secondo il dettaglio riportato in figura**, con l'obiettivo appunto di fornire una **visione di sintesi sulla convenienza economica** – alle condizioni esistenti nel modello – delle diverse configurazioni.

Settore	Caso specifico	Sotto-caso	Composizione	Consumo elettrico annuo	Potenza installata
Residenziale	Caso 1: Condominio	Caso 1.a: Condominio senza MSD	30 famiglie	105.800 kWh	20 kW – 65 kW
		Caso 1.b: Condominio con MSD			
	Caso 2: Distretto residenziale	Caso 2.a: Distretto residenziale senza MSD	300 famiglie	1.058.000 kWh	650 kW
		Caso 2.b: Distretto residenziale con MSD			
Commerciale	Caso 3: Centro commerciale	Caso 3.a: Centro commerciale senza MSD	40 negozi 1 supermercato	3.580.000 kWh	2.000 kW
		Caso 3.b: Centro commerciale con MSD			
Industriale	Caso 4: Distretto industriale	Caso 4.a: Distretto industriale senza MSD	8 imprese	31.000 MWh	15 MW
		Caso 4.b: Distretto industriale con MSD			

Le ipotesi del modello sono molteplici e giustamente complesse e si rimanda al testo del Rapporto per i necessari approfondimenti. Tuttavia, pare opportuno riportare anche qui le principali assunzioni fatte, con particolare riferimento al modello di funzionamento della community.

Nella configurazione virtuale la community decide di effettuare un investimento in un impianto di produzione. Il costo di investimento è diviso proporzionalmente ai consumi tra le varie utenze che annualmente pagano i costi di Operation&Maintenance. **In questo tipo di configurazione la community non necessita di un gestore «aggiuntivo» oltre all'attuale distributore dell'elettricità**, il quale detiene già tutte le informazioni relative ai consumi e ai prelievi dalla rete. In questa configurazione, infatti, **non vengono realizzati investimenti in contabilizzatori**. Il distributore/gestore, inoltre, addebita agli utenti gli **oneri di gestione della rete virtuale** per poter prendere parte alla community, ossia i costi aggiuntivi di oneri di sistema e di trasporto dell'elettricità.

Nel caso in cui si decida di operare su MSD, **il distributore/gestore realizza un investimento in un sistema di accumulo dell'energia** che viene ricaricato con l'elettricità in eccesso rispetto a quella consumata. **Dalla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento**, dove si ipotizza una percentuale di accettazione delle offerte del 75%, **il gestore/distributore ottiene i ricavi che in parte vengono dati agli utenti della community.**

Nella configurazione fisica viene ripreso lo stesso modello di business utilizzato nella configurazione ibrida con una differenza legata agli interventi sulla rete. Il gestore, infatti, **installa contabilizzatori e software di gestione ma costruisce anche la rete fisica che collega materialmente tutti gli utenti**

della community. Anche in questo caso gli **oneri generali di sistema sono un costo del gestore** che a sua volta dovrà girare al distributore di elettricità.

Nel caso in cui non si operi su MSD gli utenti dovranno versare una **fee al gestore per sostenere il suo business** mentre nel momento in cui si vende l'elettricità sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, dove si ipotizza una percentuale di accettazione delle offerte del 75%, il gestore **realizza l'investimento in un sistema di accumulo dell'energia** che viene ricaricato con l'elettricità in eccesso rispetto a quella consumata e sarà **il gestore stesso a dare una percentuale dei ricavi agli utenti (fee)**.

A solo titolo di esempio, è possibile riportare qui la tabella di sintesi dei risultati dell'applicazione del modello teorico di valutazione all'installazione di **un impianto fotovoltaico da 2 MW per soddisfare i bisogni energetici di un centro commerciale, in cui sono presenti 40 negozi più un supermercato**. L'investimento necessario è pari a circa 1,6 milioni di € per la sola componente di produzione di energia.

	Prospettiva Utenti	Prospettiva Gestore
Configurazione virtuale	IRR: 13,4 % PBT: 9 anni	
Configurazione ibrida	IRR: 8,9 % PBT: 14 anni	IRR: 12 %* PBT: 11 anni
Configurazione fisica	Non conveniente	Non conveniente

* Valore di profittabilità minima del gestore

La configurazione puramente virtuale mostra risultati interessanti. La community così caratterizzata può infatti ripagarsi l'investimento in 9 anni, con un IRR del 13,4 %.

La configurazione ibrida può essere un business interessante per il gestore, il quale ha il compito di monitorare e ottimizzare i flussi di elettricità e per fare ciò investe in un software di gestione, in contabilizzatori ed effettua un adeguamento della rete pagando anche gli oneri di gestione al distributore al posto degli utenti. Ovviamente per raggiungere il livello di profittabilità minimo imposto gli utenti devono pagare al gestore una fee di 105.900 €/anno. Il pagamento della fee riduce gli economics degli utenti, i quali «perdono» 4,5 punti percentuali di IRR e 5 anni di Pay Back Time. **Nell'ottica degli utenti, quindi, rimane la convenienza economica nella creazione della community virtuale in cui il gestore risulta essere il distributore della rete elettrica attuale.**

La configurazione fisica si conferma invece essere l'alternativa peggiore che non permette la creazione di un business interessante.

Se si prendono in considerazione tutti i casi analizzati, e per i quali appunto è stata fatta una analisi simile a quella qui presentata, si ottiene la **“mappa della redditività” delle configurazioni elettriche riportata di seguito.**

	Condominio	Distretto residenziale	Centro commerciale	Distretto industriale
Configurazione virtuale	Senza MSD: IRR = 11,5 %	Senza MSD: IRR = 8,6 %	Senza MSD: IRR = 13,4 %	Senza MSD: IRR = 12,9 %
	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = 13,2 %	Con MSD: IRR = 13 %
Configurazione ibrida	Senza MSD: IRR = 9,8 %	Senza MSD: IRR = 4,5 %	Senza MSD: IRR = 8,9 %	Senza MSD: IRR = 10,2 %
	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.
Configurazione fisica	Senza MSD: IRR = n.d.	Senza MSD: IRR = n.d.	Senza MSD: IRR = n.d.	Senza MSD: IRR = n.d.
	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.	Con MSD: IRR = n.d.

Soltanto in due casi risulta conveniente la creazione di una community virtuale, in particolare nel caso, qui già visto, del centro commerciale e del distretto industriale. In entrambi questi ambiti di analisi infatti, gli utenti riescono ad avere una buona profittabilità sia se decidono di affidarsi al gestore esistente, sia se si affidano ad un gestore *ad hoc* che effettua le offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento e versa una percentuale dei suoi ricavi agli utenti stessi.

Negli ambiti condominio e distretto residenziale gli utenti vedono un business profittevole solamente nel momento in cui creano una *energy community* e non partecipano al MSD. Se decidessero infatti di affidarsi ad un gestore che partecipa al mercato, il gestore non riuscirebbe a guadagnare abbastanza dalla transazione di elettricità da poter ripagare gli utenti della community. Dai risultati inoltre è evidente come la **configurazione fisica**, a causa degli alti costi di rifacimento della rete elettrica, **non permette a nessun soggetto** (condominio, distretto residenziale, centro commerciale e distretto industriale) **di poter avere ritorni economici interessanti**.

Le prospettive di evoluzione tecnologica: i sistemi di storage al servizio delle configurazioni elettriche

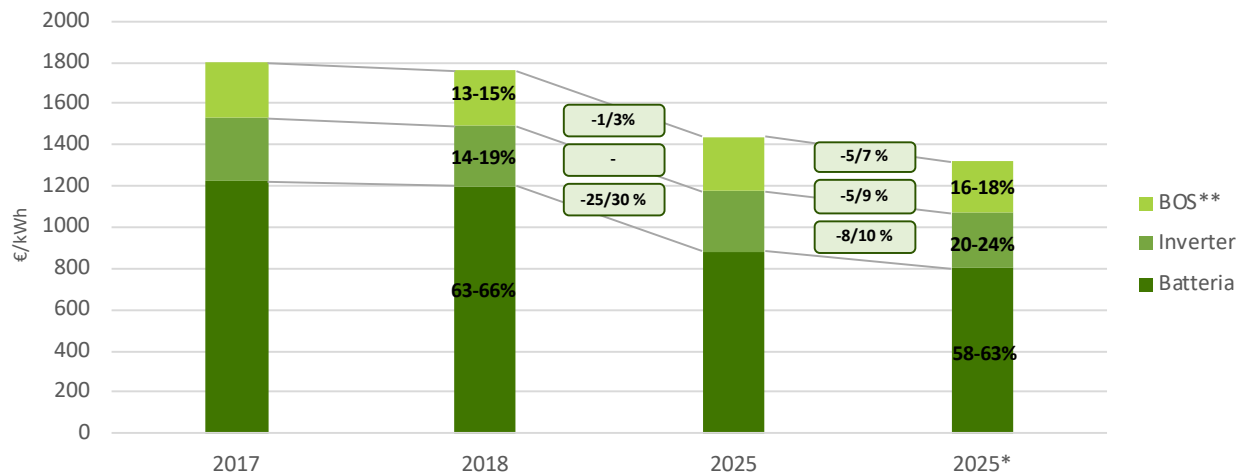
Nei diversi casi studio analizzati nel capitolo precedente è stata considerata anche la casistica di **installazione di un impianto di produzione affiancato da batterie di accumulo per lo storage di elettricità**. Tra le diverse configurazioni analizzate si sono qui presi in considerazione i due casi estremi:

- l'installazione di una batteria di piccola taglia in un condominio
- l'installazione di uno storage di taglia maggiore nel distretto industriale:

Nel caso del condominio, la **taglia del sistema di accumulo utilizzata è pari a 10 kWh** e le **soluzioni di storage che possono essere impiegate sono le batterie al Litio e le batterie al Piombo-Acido**.

Per quanto riguarda invece il distretto industriale, composto da otto imprese differenti tra loro, lo **storage elettrochimico impiegato**, a causa degli elevati consumi e dell'ingente taglia dell'impianto fotovoltaico installato, **richiede una taglia di 1.500 kWh**. Nell'ambito del distretto industriale è possibile quindi utilizzare sistemi di accumulo di diverse tipologie: **batterie al Litio, batterie al Piombo-Acido, batterie al Sale e infine batterie al Vanadio**.

Nella figura sottostante è rappresentato il **trend di prezzo dello storage elettrochimico al Litio di taglia 10 kWh utilizzato nel caso studio «condominio»**. Vengono evidenziate le diverse componenti di costo dello storage elettrochimico al Litio, in particolare **la batteria, l'inverter e il BOS (Balance of System)**.



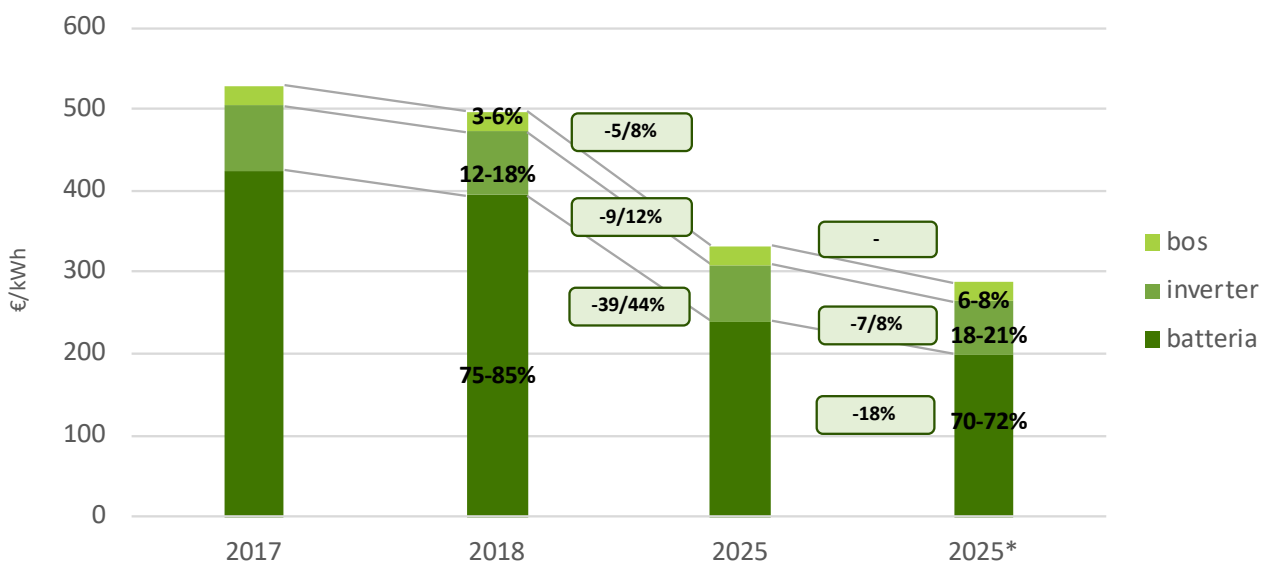
*Aggiornamento previsioni al 2018

**Balance of System: comprende tutte le componenti di connessione della batteria con il resto del sistema. (Ad esempio cavi / fili, interruttori, custodie, fusibili, rilevatori di guasti a terra ecc..)

La batteria rimane il componente che sul prodotto finito ha un'incidenza maggiore in termini di costi (63% - 66%) e alle analisi che prevedevano al 2025 una **caduta di prezzo delle batterie al Litio**, nell'ambito residenziale, **nell'ordine del 25%- 30% si aggiunge un'ulteriore decrescita dell'8% - 10%, segno di come la tecnologia stia raggiungendo un sempre più elevato grado di maturità.**

Inverter e BOS (Balance of System), rappresentano oggi rispettivamente il 14% - 19% e il 13% - 15% del costo complessivo della soluzione di storage elettrochimico al Litio e mostrano un aggiornamento della caduta di prezzo moderato, nell'ordine del 5% - 9% e 5% - 7%.

Nella figura che segue è rappresentato il **trend di prezzo dello storage elettrochimico al Litio di taglia 1.500 kWh utilizzato nel caso studio «Distretto industriale»**.



Anche in questo caso, la batteria rimane il componente che sul prodotto finito ha un'incidenza maggiore in termini di costi (75% - 85%) e alle analisi che prevedevano al 2025 una **caduta di prezzo delle batterie al Litio nell'ordine del 39%- 44% si aggiunge un'ulteriore decrescita del 18%, segno di come la tecnologia stia raggiungendo un sempre più elevato grado di maturità anche per taglie di accumulo maggiori.**

Si rimanda ovviamente al testo del Rapporto per le analoghe analisi effettuate sulle altre tecnologie disponibili per lo storage di energia elettrica.

All'aumentare della taglia dello storage elettrochimico e della complessità di gestione del sistema, **l'«aggregatore» deve servirsi di un più complesso sistema di controllo. Il sistema di controllo oggi utilizzato dai diversi operatori** (non solo «aggregatori virtuali») **per controllare, ottimizzare le prestazioni del sistema di accumulo e di generazione,** costituito da diversi strumenti informatici, è **l'Energy Management System.**

L'Energy Management System di fatto è il «cervello» della batteria, ovvero la parte fondamentale che permette alla batteria di **interagire in differenti modalità** con diversi «soggetti» in base al contesto di utilizzo. Il valore aggiunto sull'intero sistema di immagazzinamento dell'energia, già oggi, si valuta in base al **software di gestione** che viene montato sulla parte «classica» della pura batteria. Questi sistemi permettono **alla batteria di poter erogare diverse tipologie di servizi grazie a specifici algoritmi** che governano la batteria in maniera efficiente tenendo conto di numerose variabili di contesto come per esempio il prezzo dell'energia, il livello di produzione in loco, la carica della batteria, le previsioni meteorologiche, le previsioni dei carichi elettrici, l'erogazione servizi ancillari, l'aggregazione con altri utenti.

Ad oggi la configurazione più diffusa è **l'Energy Management System di «campo»**, caratterizzato da un unico software per il controllo e la gestione di diverse batterie localizzate in un unico luogo mentre la tipologia di **Energy Management System «da remoto»** con la presenza di un unico «cervello» su diverse batterie non localizzate nello stesso sito **non risulta essere particolarmente sviluppata in Italia.**

Focalizzandoci sull'**«aggregatore virtuale»**, appare evidente come il software di controllo da utilizzare debba essere necessariamente un **Energy Management System «da remoto»**, dal momento che le utenze con il relativo impianto di produzione e accumulo sono disgiunte le une dalle altre. Siccome siamo ancora nella **fase dei progetti pilota** per le configurazioni virtuali, **l'EMS «da remoto» mostra una diffusione ridotta** e a seguito della partenza effettiva del progetto pilota UVAM si presuppone una maggiore diffusione di questa tipologia di sistemi di controllo e gestione.

Anche nel caso in cui le «configurazioni virtuali» si diffondano in Italia ed entrino definitivamente nel Codice di Rete rimane **una criticità** a cui bisogna prestare attenzione. Nel momento in cui si vuole creare una community in cui sono già presenti batterie di accumulo associate agli impianti, infatti, **le batterie che hanno Energy Management System diversi** devono essere in grado di interagire fra loro, nonostante le diverse tecnologie. Questo aspetto può causare elevati costi di aggregazione per uniformare il «linguaggio» tra EMS differenti.

TIPOLOGIA DI FORNITORE	Presenza sul mercato italiano
Pure Battery Producer	
System Integrator	
Integrated Battery Producer	
Pure Software Provider	
Advanced System Integrator	
Full System Integrator	

La fotografia degli operatori presenti sul mercato italiano che offrono soluzioni di storage elettrochimico mostra come **gli Integrated Battery Producer dominino il mercato**. I principali operatori rientranti in questa categoria sono i «batteristi europei», come per esempio ABB, che **producono internamente le batterie e tutti i componenti aggiuntivi offrendo sul mercato una soluzione «Chiavi in mano»**. I System Integrator sono rappresentati principalmente da «inverteristi» che hanno interesse nell'ampliare le loro offerte, spostandosi così dal mondo delle rinnovabili ed entrando nel mercato dello storage. Esempi di System Integrator sono aziende quali Fronius, che non sono puri produttori di batterie ma offrono sul mercato soluzioni «complete» esternalizzando la prima parte della filiera. **I Pure Battery Producer sono poco attivi sul mercato e rappresentati soprattutto da produttori cinesi**, come ad esempio CATL. Il basso livello di presenza sul mercato è indice del fatto che la maggior parte degli operatori preferisce una offerta con un maggior livello di integrazione, rispetto alla quale aumentare anche la marginalità.

Gli operatori che offrono sul mercato sistemi con anche il software di controllo avanzato (EMS) sono ancora poco attivi sul suolo italiano. Spiccano in questo campo operatori quali NEC o Tesla, che possono essere definiti Full System Integrator, che hanno un ampio bacino di clientela all'estero e stanno iniziando anche in Italia ad offrire soluzioni di storage elettrochimico con la possibilità di controllo «da remoto». **Sono questi operatori, tuttavia, quelli che ci si aspetta di trovare in una fase di sviluppo successiva del mercato.** L'integrazione, infatti, in assenza di standard di interoperabilità, è un valore aggiunto ancora estremamente significativo e permette di abilitare utilizzi avanzati dei sistemi di storage.

Tra gli operatori «quasi assenti» sul mercato italiano vanno citati anche i Pure Software Provider, ad oggi rappresentanti piccole realtà, in parte assorbiti dagli altri operatori per aumentare le competenze interne. Il fatto che in Italia i Pure Software Provider siano pochi sicuramente è conseguenza del fatto che sono ancora in numero ridotto gli operatori che hanno fatto il salto verso la massima integrazione dell'offerta di sistemi storage.

Le prospettive delle nuove configurazioni per il mercato elettrico in Italia

Nell'ultimo capitolo si vogliono «tirare le fila del discorso» e, partendo dai casi studio analizzati, **valutare i fattori ad oggi presenti sul mercato che limitano la realizzazione delle energy community.**

Nessun caso studio analizzato veda la tecnologia come una barriera per l'abilitazione delle configurazioni in esame. Le tecnologie utilizzate nelle analisi, quali gli impianti fotovoltaici e i sistemi di storage, sono asset ormai consolidati e diffusi sul mercato. Le offerte «a salire» sul MSD sono inoltre limitate all'energia disponibile in sistemi di accumulo e la crescente capacità di effettuare previsioni sull'effettiva produzione oraria limita sensibilmente l'incertezza legata alla produzione da fonti aleatorie e non programmabili. Anche i necessari sistemi di controllo e gestione, sia nelle loro componenti software che hardware, possono ritenersi affidabili e disponibili a costi non proibitivi, ancor più se si ragiona in ottica futura.

Di contro, invece, **tutti i casi studio sono «bloccati» dalla normativa vigente, la quale non permette ad oggi la creazione di *energy community*, ossia di aggregazioni di unità di consumo e produzione che non siano nella configurazione *one-to-one*** (un'unità di consumo e una di produzione per autoapprovvigionamento). Fanno eccezione in questa rappresentazione i progetti pilota, i quali si stanno diffondendo sul panorama italiano ma, non facendo ad oggi parte del Codice di Rete, sono stati classificati come casi studio non ancora attuabili.

La metà dei casi studio, tuttavia, oltre ad avere una barriera normativa ha anche una forte barriera economica, trainata principalmente dagli alti costi specifici degli impianti fotovoltaici di piccola taglia e dei sistemi di accumulo. È da sottolineare come la rapida decrescita del costo delle batterie, descritta nel quarto capitolo, possa rendere conveniente l'investimento in futuro.

Tra i problemi normativi che limitano la realizzazione delle *energy community*, possono esserne identificati alcuni di più facile risoluzione (in giallo) e altri che sono ancora lontani dall'essere recepiti dall'attuale normativa (in rosso).

	 Condominio		 Distretto residenziale		 Centro commerciale		 Distretto industriale	
	Senza MSD	Con MSD	Senza MSD	Con MSD	Senza MSD	Con MSD	Senza MSD	Con MSD
Configurazione virtuale	!	!	!	!	!	!	!	!
Configurazione ibrida	!	!	×	×	!	!	×	×
Configurazione fisica	×		×		×		×	

Dalla tabella è possibile constatare che ad oggi tutte le configurazioni analizzate non sono permesse dalla normativa.

I casi proposti, tuttavia, identificano configurazioni che è presumibile attendersi in futuro nel panorama italiano. Le evoluzioni del settore elettrico mostrano, infatti, una chiara direzione verso nuovi paradigmi che non potranno prescindere da una sempre maggiore diffusione dell'autoproduzione proveniente da impianti a fonte di energia rinnovabile.

Le evoluzioni del sistema elettrico coinvolgeranno con ogni probabilità tutti gli ambiti considerati (residenziale, commerciale, industriale) ma è altrettanto ragionevole ipotizzare che **la realizzazione di alcune delle configurazioni ipotizzate veda una diffusione più rapida in seguito ad adeguamenti normativi ad oggi ritenuti più plausibili.**

I casi studio relativi al Condominio ed al Centro Commerciale, in particolare, sono quelli per i quali si potrebbe assistere ad un aggiornamento della normativa in tempi brevi. Questi soggetti, infatti, sono coloro che si prestano maggiormente alla creazione di «aggregati» dal momento che le unità di consumo sono circoscritte in un unico edificio e la creazione di una *community* può essere facilitata dall'omogeneità dei soggetti coinvolti.

Appare più complesso invece un aggiornamento della normativa che porti alla creazione di *energy community* di tipo industriale o residenziale, qualora sia coinvolto un elevato numero di utenti da connettere in una configurazione ibrida o fisica, **per le quali sarebbe necessaria la definizione di un quadro regolatorio ad oggi incompleto.**

Per quanto riguarda la configurazione «fisica», dove, per altro, i costi di rifacimento dell'intera rete elettrica superano i benefici associati all'autoproduzione di energia e rendono non sostenibile l'investimento, **non si evidenziano particolari misure normative in via di definizione.**

Il cambiamento che ci si attende nel quadro regolatorio italiano è trainato dalle proposte europee, contenute nel Clean Energy Package, di favorire la formazione **delle cosiddette *Local Energy Communities***, ossia aggregazioni di unità di consumo e di produzione volte al pieno soddisfacimento dei fabbisogni energetici.

Il quadro normativo di ciascun Paese dovrà adeguarsi e sviluppare propri programmi al fine di elaborare le misure necessarie per affrontare le tematiche relative ad autoconsumo, prosumer ed *energy community*. Si dovrà necessariamente provvedere ad un **adattamento degli attuali schemi incentivanti alle nuove configurazioni**, come per esempio la possibilità di implementare uno «scambio sul perimetro» oltre allo scambio sul posto, come ipotizzato all'interno del rapporto nelle analisi del caso studio relativo al condominio.

Le simulazioni che includono la partecipazione del gestore al MSD presuppongono, inoltre, che sia effettuata **l'apertura del mercato alle unità di produzione non rilevanti**, come sperimentato nei progetti pilota di Terna presentati nel secondo capitolo. Qualora sia consentito ai gestori delle *community* o gli aggregatori di effettuare offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, **le configurazioni ipotizzate potrebbero contribuire, con profitto, alla gestione in sicurezza del Sistema Elettrico, messa altrimenti a rischio proprio dalla presenza di numerosi impianti di generazione distribuita non programmabili**, il cui incremento risulta tuttavia necessario per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi contenuti nella SEN.

DAVIDE CHIARONI

FEDERICO FRATTINI

GIULIA BESOZZI

ANDREA DI LIETO